

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа ИШПР
 Направление подготовки Нефтегазовое дело (21.04.01)
 Отделение школы (НОЦ) ОНД

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин на X нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.24.05(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Немцев Марк Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Томск – 2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i>	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело (21.04.01)

Отделение школы (НОЦ) ОНД

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) _____
(Дата) Зятиков П.Н.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Немцеву Марку Николаевичу

Тема работы:

Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин на месторождении X
(Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

28.02.2020, № 59 – 114/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

07.06.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Фондовая и периодическая литература, учебники, графические материалы отчетов, проектные документы, технологические регламенты, нормативные документы.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Аналитический обзор по теме исследования 2. Анализ разработки месторождения X 3. Анализ эффективности работы установок электроцентробежных насосов на месторождении X 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность 6. Раздел на иностранном языке
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна
Раздел на иностранном языке	Болсуновская Людмила Михайловна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Аналитический обзор по теме исследования	
2. Анализ разработки месторождения X	
3. Особенности и эффективность эксплуатации механизированного фонда скважин месторождения X	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	
6. Features and operating efficiency of the mechanized wells of oil field X	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Немцев Марк Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Немцеву Марку Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.04.01)

Тема ВКР:

<u>Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин на X нефтяном месторождении (Томская область)</u>	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – механизированная добыча на месторождении X и ее эффективность. Область применения – фонд добывающих скважин месторождения X
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 16.12.2019); – ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования. – ГОСТ 22614-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели клавишные и кнопочные. Общие эргономические требования. – ГОСТ 23000-78. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	Вредные и опасные производственные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах. – Превышение уровней шума и вибрации; – Повышенное значение напряжения в электрической цепи. – Наличие токсических веществ в рабочей зоне;

3. Экологическая безопасность:	<p>Минимизация вредного воздействия загрязняющих веществ (таких как нефтепродукты, различных химикатов и других):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Атмосфера: выброс углекислого газа, сероводорода, а также углеводородных газов (метан, этан и т.д.); – Гидросфера: разлив нефти, кислот на воде; – Литосфера: загрязнение почвы такими веществами как нефтепродукты, кислоты, щелочи, а также техническими жидкостями
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – нефтегазоводопроявление на скважине – разгерметизация или нарушение целостности элементов, в которых присутствуют жидкости и газы, находящиеся под высоким давлением; – поломка одного из узлов УЭЦН (ЭЦН, отказ кабельной линии и т.д.) или нагнетательной линии (в частности, разрыв трубопроводов, подающих реагенты и воду в нагнетательные скважины); – пожар. <p>Наиболее типичная ЧС: нефтегазоводопроявление</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Немцев Марк Николаевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Немцев Марк Николаевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.04.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет годовой экономической эффективности одного из мероприятий по борьбе с осложнениями на месторождения X (кислотная обработка призабойной зоны пласта).
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов на проведение кислотной обработки скважин.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДПИ, налог на прибыль..

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчёт затрат на проведение мероприятия	Произведён расчёт затрат на проведение солянокислотных и щелочных обработок скважин.
2. Расчёт годовой экономической эффективности	Расчет годовой экономической эффективности от проведения солянокислотных и щелочных обработок скважин.
3. Расчёт чистой прибыли предприятия от проведения мероприятия	Расчет чистой прибыли предприятия от проведения солянокислотных и щелочных обработок скважин.

Перечень графического материала

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Немцев Марк Николаевич		

Реферат

Ключевые слова: механизированный фонд скважин, нефть, коррозия, отложения, установка электроцентробежного насоса, наработка на отказ, межремонтный период, продуктивность.

Данная выпускная квалификационная работа написана на 125 страницах, содержит 10 рисунков и 12 таблиц.

Объектом исследования является нефтяное месторождение X (Томская область).

Целью данной работы является проанализировать эффективность эксплуатации механизированного фонда скважин X нефтяного месторождения, расположенного в Томской области. В данной выпускной квалификационной работе рассмотрены основные физико-геологические параметры, характеризующие месторождение X, проведен анализ состояния разработки месторождения на данный момент, динамики отборов жидкости, процентного содержания воды в добываемой продукции, системы разработки и продуктивных пластов с точки зрения их энергетического состояния. Осложнения, сопряженные с процессом добычи на месторождении X, выделены как один из наиболее значимых факторов, снижающих эффективность эксплуатации механизированного фонда, поэтому в работе также приводятся методы борьбы с данным фактором. Выявлена структура механизированного фонда, определено оборудование, применяемое для добычи на исследуемом месторождении. Проведен анализ эффективности эксплуатации данного оборудования (УЭЦН), средней наработки на отказ и межремонтного периода, а также выделены основные факторы, приводящие к отказам оборудования. Рекомендованы методы увеличения эффективности работы фонда скважин, эксплуатация которого сопряжена с осложнениями, в частности, предложен комплекс мероприятий по борьбе с наиболее значимыми осложнениями, что в последствии может привести к увеличению показателей МРП и СНО. Помимо указанных выше

вопросов, касающихся эффективности работы механизированного фонда скважин на месторождении, в работе уделено внимание экономическим аспектам, а также социальной ответственности при эксплуатации месторождения X.

Обозначения и сокращения

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ПЭД – подземный электродвигатель

МРП – межремонтный период

СНО – средняя наработка на отказ

ННО – наработка на отказ

КВЧ – количество взвешенных частиц

ТКРС – текущий капитальный ремонт скважины

СПО – спускоподъемные операции

КИН – Коэффициент извлечения нефти

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ГОСТ – государственный стандарт

ППД – поддержание пластового давления

ЧРФ – часто ремонтируемый фонд

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ГП – гидропривод

КВД – кривая восстановления давления

КПД – кривая падения давления

КСД – кривая стабилизации давления

ГВК – газоводяной контакт

УНГ – установка нагнетания газа

ГДИС – гидродинамические исследования

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	13
1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ПО ТЕМЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	15
1.1 Общие сведения о месторождении	15
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	18
1.3 Тектоника	26
1.4 Нефтегазоносность и характеристика продуктивных пластов	31
2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Х.....	38
2.1 Текущее состояние разработки	38
2.2 Анализ результатов исследований скважин и пластов	43
3 ОСОБЕННОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ Х	46
3.1 Механизированная добыча	46
3.2 Осложнения при эксплуатации скважин и методы борьбы с ними	49
3.3 Анализ преждевременных отказов УЭЦН.....	62
3.3.1 Определение причин отказов УЭЦН на скважине.....	62
3.3.2 Анализ причин отказов УЭЦН месторождения Х	65
3.4 Показатели эффективности работы скважинного оборудования на месторождении Х	69
3.4.1 Анализ наработки на отказ	69
3.4.2 Межремонтный период	71
3.5 Мероприятия и рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин.....	73
3.6 Дополнительный комплекс мероприятий направленных на повышение показателей МРП и СНО	78

3.7	Рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин месторождения X	79
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	82
4.1	Экономическая эффективность от проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта	82
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	88
5.1	Введение	88
5.2.	Производственная безопасность при эксплуатации механизированного фонда скважин.....	91
5.2.1.	Анализ вредных производственных факторов	92
5.2.2.	Анализ опасных производственных факторов	94
5.2.3.	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	97
5.3.	Экологическая безопасность	98
5.4.	Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях	101
5.5.	Выводы по разделу	103
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	104
	СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА	106
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	107
	Приложение (справочное).....	109

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы связана с эффективной эксплуатацией скважин добывающего фонда месторождения X. Показатели работы предприятия, добывающего нефть, такие как накопленная добыча, а также уровень затрат, необходимых для поддержания текущей добычи на требуемом уровне (в частности, затраты на электроэнергию, капитальные и эксплуатационные затраты), напрямую зависят от того, насколько эффективно и надёжно эксплуатируется скважинное оборудование.

Объект исследования – фонд скважин месторождения X (Томская область), эксплуатируемых механизированным способом.

На данный момент основным способом эксплуатации скважин исследуемого месторождения является механизированный способ.

Для условий эксплуатации Западной Сибири в последние годы особенно остро встаёт проблема осложнений, сопряжённых с эксплуатацией месторождений, в частности, вызванных ростом вклада трудноизвлекаемых запасов нефти в добычу предприятий, а также применением геолого-технических мероприятий на месторождениях. В частности, процент скважин, на которых был проведён гидроразрыв пласта, непрерывно увеличивается, что подразумевает под собой ряд осложнений, а именно рост количества механических примесей и содержания свободного газа на приеме насосов. Наблюдается также и изменение термобарических условий работы погружного оборудования, в частности, рост температуры, в связи с увеличением глубины, на которую производится его спуск. В таких условиях активизируется солеотложение на рабочих органах ЭЦН. Как итог, растёт доля осложнённых скважин в механизированном фонде, что в последствии приводит к увеличению числа отказов погружных установок, а значит и снижению таких ключевых показателей как средняя наработка на отказ и межремонтный период.

Целью работы является анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин X нефтяного месторождения, расположенного в Томской области. В качестве основных задач данной работы можно выделить рассмотрение ключевых физико-геологических параметров, характеризующих месторождение X, проведение анализа состояния разработки месторождения на данный момент, динамики отборов жидкости, процентного содержания воды в добываемой продукции, системы разработки и продуктивных пластов с точки зрения их энергетического состояния. Необходимо провести анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин месторождения, средней наработки на отказ и межремонтного периода, выделить основные факторы, приводящие к отказам оборудования, а также рекомендовать методы увеличения эффективности работы скважин, эксплуатация которых сопряжена с осложнениями, в частности, комплекс мероприятий по борьбе с наиболее значимыми осложнениями, применение которого может привести к увеличению показателей МРП и СНО.

1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ПО ТЕМЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

Нефтяное месторождение X в административном отношении находится на территории Парабельского района Томской области. Расстояние от месторождения до областного центра г. Томск – 420 км, до районного центра (п. Парабель) составляет 190 км., ближайший населенный пункт в 90 км., г. Кедровый, в котором имеется аэропорт с бетонной взлетно-посадочной полосой, узел связи, ретранслятор, больница и другие учреждения.

Ближайший крупный населенный пункт г. Томск, в котором расположены аэропорт, пристань, железнодорожная станция.

Автодорога с бетонным покрытием Стрежевой - Игольско-Таловое проходит в 100 км от участка. Транспортное сообщение возможно в зимний период по «зимникам», время действия которых с декабря по апрель, и проходят они непосредственно по центру лицензионного блока,

Учитывая особенности размещения месторождений и инфраструктуры нефтегазодобывающей промышленности области, месторождение X относится к Лугинецко-Останинскому нефтегазодобывающему району.

В непосредственной близости проходит магистральный нефтепровод и расположена нефтеперекачивающая станция. Расстояние от ведомственного конденсатопровода – 15 км и до газопровода – 50 км. Параллельно нефтепроводу проходит ЛЭП (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**).

Территория представляет собой слабо расчлененную равнину с минимальными абсолютными отметками +100 м в пойме и максимальными - +130 м на водоразделах. Территория сильно заболочена, глубина болот, которые занимают ее большую часть, достигает 0,5-2 м. Гидрографическая сеть представлена р. Васюган и ее сравнительно крупным притоком р. Чижапка, а также более мелкими речками и озерами. Все речки извилистые,

иногда с крутыми берегами, несудоходны. Судоходной является р. Васюган - только для малотоннажных речных судов. Период навигации длится с мая по октябрь.

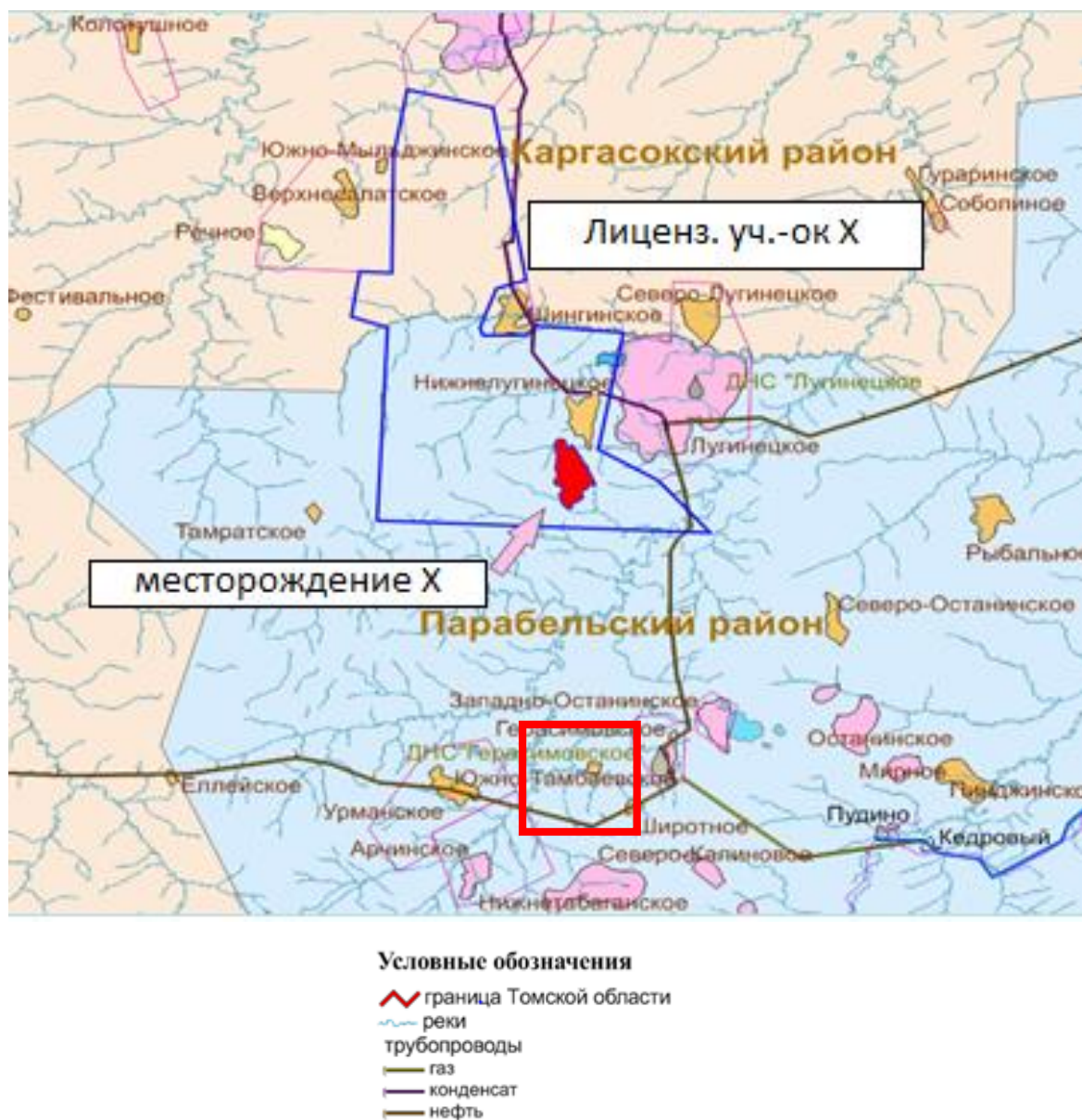


Рисунок 1.1 – Обзорная схема района нефтяного месторождения X (Томская область)

Климат района континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким нежарким летом. Снежный покров устанавливается, как правило, в конце октября и держится до конца апреля. Мощность его составляет от 0,4-0,5 м на открытых участках, до 2м на залесенных. Преобладающее

направление ветров юго-западное, скорость -5-10 м/сек.

Промерзаемость грунта на открытых участках составляет 1-1,6 м, на залесенных – 0,3-0,4 м, промерзаемость болот не превышает 0,4 м. По количеству атмосферных осадков территория работ относится к зоне избыточного увлажнения. Наибольшее месячное количество осадков приходится на июнь-август; наименьшее – на февраль. В среднем, в году выпадает 400-500 мм осадков.

Почвы подзолисто-болотные и подзолистые в сочетании с торфяно-болотными.

Около 70% местности покрыто лесами. Растительность представлена смешанным лесом с подлеском из различных видов кустарника. Животный мир очень разнообразен и характерен для таежных областей средней полосы Западной Сибири.

Для хозяйственно-питьевых целей наиболее пригодны воды новомихайловской и атлымской свит. Отложения новомихайловской свиты водоносны не везде, характеризуются низкими дебитами. На описываемой территории для хозяйственно-питьевых целей используются в основном воды отложений атлымской свиты. Водоносный комплекс залегает на средних глубинах 80 м, характеризуется неравномерной, но в целом довольно высокой водообильностью, хорошими коллекторскими свойствами и обладает значительными запасами.

Для целей поддержания пластового давления (ППД) водоснабжение на месторождении осуществляется из сеноманских горизонтов.

Для технических нужд буровых используется вода из скважин-колодцев глубиной до 30 м и из поверхностных источников (рек, озер). Техническая вода используется для приготовления глинистых растворов, очистки оборудования, промывки скважин, а в зимнее время для работы котельных.

В районе соседнего Лугинецкого месторождения имеются

месторождения глин, пригодных для строительных целей и приготовления буровых растворов, а также карьеры строительных песков.

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В строении разреза месторождения X принимают участие палеозойские образования доплатформенного комплекса и мезозойско-кайнозойские осадочные отложения платформенного чехла. В основу стратиграфического расчленения осадочного чехла положено выделение ряда свит, имеющих местное название. [1]. Стратиграфическое описание палеозойских отложений дано по «Региональной стратиграфической схеме палеозойских образований Западно-Сибирской равнины», утвержденной МСК России в 2000 г. Стратиграфическое описание палеогеновых и неогеновых отложений проведено по «Унифицированной региональной стратиграфической схеме палеогеновых и неогеновых отложений Западно-Сибирской равнины», утвержденной МСК России 02.02.2001 г.

ПАЛЕОЗОЙСКАЯ ГРУППА (PZ)

Девонская система (Д)

На месторождении X отложения доюрской группы вскрыты разведочными скважинами: №№ 180R, 181R, 182R, 183R, 184R, 187R, 188R, 188PL, 191R, 521R и соседней скважиной №210R Нижнелугинецкой. Согласно описаниям керна, эти отложения представлены порфироидами, сидеритизированными порфироидами, известняками, и глинисто-кремнистыми породами. Порфиرويد темно-серого до черного цвета с буроватым оттенком, плотный, тяжелый, массивный с вкраплениями белого цвета.

По палеозойским отложениям развиты древние коры выветривания. Толщина их изменяется от нескольких метров до десятков метров. Возраст коры выветривания с определенной долей условности принимается позднепермско-раннетриасовым.

Кора выветривания на месторождении X предположительно вскрыта в скважине №181R. Керн из коры выветривания отобран на глубинах 2702,3-2714,0 м и представлен глинистой породой, коричневого цвета, слабоизвестковистой, бокситово-оолитовой структуры.

С крупным стратиграфическим несогласием на доюрских отложениях залегают осадочные образования мезозойско-кайнозойского чехла.

МЕЗОЗОЙСКАЯ ГРУППА (MZ)

На породах доюрского основания с угловым и стратиграфическим несогласием залегают отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. В разрезе верхнего стратиграфического этажа в полном объеме выделяются отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. В составе мезозойской группы рассматриваются отложения юрской и меловой систем.

Юрская система (J)

Юрские отложения прослеживаются повсеместно, вскрыты всеми скважинами. Залегают несогласно на палеозойских отложениях и имеют общую толщину от 221 до 290 м. В составе отложений юрской системы выделяются нижний, средний и верхний отделы. В пределах месторождения X нижнеюрские отложения отсутствуют – размыты. Представлены отложения юрской системы средним и верхним отделами, в составе которых выделены тюменская, васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

Тюменская свита ($J_2b - bt$, *вымский, леонтьевский и мальшевский горизонты*) в целом представляет собой неоднородную песчано-алеврито-глинистую толщу с прослоями углистых аргиллитов и углей. Накопление осадков происходило в обстановке сильно выравненного континентального рельефа. На участке работ тюменская свита представлена средней и верхней подсвитами, нижняя же подсвита в районе работ практически отсутствует.

В разрезе тюменской свиты выделяется 13 угольных пластов, угленосные уровни служат литостратиграфическими маркерами. Наиболее

выдержанные по простиранию и значительны по толщине угольные пласты U_{13} , U_{12} , U_{10} , U_9 , U_8 , U_4 . Пласты U_{12-13} на площади работ не вскрыты. Наибольшее латеральное распространение и значительную толщину (до 16,8 м в скважине №521R) имеет угольный пласт U_{10} , который является региональным сейсмостратиграфическим репером.

Нижняя подсвита (вымский горизонт) в районе скважин №№ 180R, 182R, 580R отсутствует-размыты. В остальных скважинах представлена угольным пластом U_{10} и нижележащим пластом $Ю_{11}$ непосредственно залегающим на доюрском основании за исключением скважины №181R где вскрыт пласт U_{11} .

Средняя подсвита (леонтьевский горизонт) включает в себя комплекс отложений между угольными реперами U_{6-9} байосского возраста. Характерным для разрезов подсвиты является присутствие относительно мощных, трассируемых на значительные расстояния пластов углей, которые служат основными реперами при корреляции отложений. Угольные пласты U_6 , U_8 , U_9 обычно имеют значительные мощности и выдержаны по простиранию. Соответственно реперным углям выделяются и индексируются песчаные резервуары, разделённые глинисто-алевролитовыми пачками.

Песчаные пласты среднетюменской подсвиты между угольными пластами U_6 и U_9 проиндексированы как $Ю_7$ - $Ю_9$, иногда имеют значительную толщину, но не прослеживаются по площади.

Регионально выдержанным является пласт $Ю_{10}$, залегающий в подошве среднетюменской подсвиты и подстилаемый пластом U_{10} . Песчаный пласт $Ю_{10}$ представлен песчаниками светло-серыми, от мелко до крупно-зернистых, средне-крепкоцементированными, неоднородными как по площади, так и по разрезу.

В верхней подсвите байос-батского возраста выделяются песчаные пласты $Ю_2$ - $Ю_6$.

Для отложений характерны маломощные, но многочисленные пласты углей. Нижняя граница подсвиты проводится здесь по кровле углистой пачки У₇, а верхняя контактирует с морскими глинистыми породами васюганской свиты. В состав подсвиты входят углистые пачки У₂₋₆ и песчаные пласты Ю₂₋₆ [1].

По сравнению со средней подсвитой верхняя характеризуется увеличением доли песчаного материала. Эффективные толщины пластов достигают 13 м. По площади пласты не выдержаны.

Байос-батские песчаники имеют в основном косую, волнистую и горизонтальную слоистость. Это мелко-, реже средне- и крупнозернистые разности по составу полевошпатово-кварцево-граувакковые, кварц-граувакковые с остатками обуглённого растительного детрита. Обломочный материал в основном хорошо окатан, хорошей, средней, реже плохой сортировки. Цемент глинистый, глинисто-известковистый, порового, порово-плёночного, реже базального типа. Аргиллиты тёмно-серые и чёрные, плотные, часто сидеритизированные, обогащённые углистым и песчано-алевролитовым материалом. В составе глинистого вещества присутствует каолинит, гидрослюда, меньше хлорит. В верхней части байос-батских отложений (пласты Ю₂-Ю₄) часто отмечаются следы взмучивания и оползания осадка, ходы роющих организмов и знаки придонной ряби, имеются находки макро- и микрофауны. Общая толщина отложений тюменской свиты в районе исследований изменяется от 153 м (скв. №182R) до 217 м (скв. №521R).

Продолжают юрский разрез породы васюганской свиты прибрежно-морского и континентального генезиса.

Васюганская свита (J₂cl₂-J₃ox₂), представлена неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, в подчиненном значении — углистыми аргиллитами и углями. Свита прослеживается повсеместно,

согласно залегает на отложениях тюменской свиты, ее толщина колеблется от 60 до 68 м.

Месторождение X расположено в Чузикско-Чижапской зоне нефтегазонакопления. В данной зоне толщина пачки аргиллитов, залегающих в основании келловей-оксфордского разреза, регионально уменьшается в восточном направлении от 15 до 0 м. По месторождению толщина отложений изменяется от 5 до 0 м. Это меньше, чем толщина осадков, характерная для васюганской свиты, и больше, чем типично для наунакской. Одновременно келловей-оксфордские отложения, с одной стороны, интенсивно углефицированы, что свидетельствует о континентальном генезисе осадков, с другой – содержат выдержанные по латерали песчаные пласты, формировавшиеся в прибрежно-морских условиях.

Это позволяет отнести рассматриваемую территорию к переходной области седиментогенеза – зоне перехода морских отложений в континентальные. В этой связи необходимо ввести некоторую терминологию, отвечающую «переходной» зоне, поскольку использование терминов ниже- и верхневасюганская подсвиты в данном случае, вероятно, не совсем корректно [1].

На значительной части территории Западной Сибири континентальная толща пород представлена не одним угольным пластом, а пачкой переслаивающихся аргиллитов, алевролитов и песчаников с прослоями углей, и углистых аргиллитов. Последняя получила название межугольной пачки. По аналогии с классической васюганской свитой в разрезе горизонта Ю₁ исследуемой территории выделены подугольная, межугольная и надугольная пачки [1].

Васюганская свита, сложенная песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов и углей, является основным регионально продуктивным горизонтом Ю₁, в составе которого выделяются песчаные

пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁^М, Ю₁³, Ю₁⁴. Первые четыре пласта отделяются друг от друга угольными пропластками.

Песчаники васюганской свиты серые, буровато-серые. Алевриты – серые, светло-серые, буровато-серые, в нижней части разреза песчаные и песчанистые, в верхней – глинистые и известковистые, часто сидеритизированные. Слоистость пород косая, горизонтальная и перекрестная.

По условиям осадконакопления отложения горизонта Ю₁ подразделяются на трансгрессивную серию, включающую отложения надугольной пачки и регрессивную, объединяющую осадки подугольной и межугольной пачек.

В кровле свиты прослеживается отражающий горизонт Б₄₀.

Общая толщина васюганской свиты колеблется от 60 до 68 м.

Георгиевская свита (J₃km). На месторождении X в ряде случаев в разрезе практически отсутствует. Представлена аргиллитами черного цвета с редкими линзами песчаников (горизонт Ю₁⁰) морского генезиса. Толщина отложений 0,7-1,5 м.

Баженовская свита (J₃v). Глубоководные отложения свиты представлены битуминозными аргиллитами окремненными, с прослоями известковистых пород. Обогащенность органическим веществом позволяет рассматривать породы свиты, как нефтегазоматеринские отложения. Битуминозность отложений постепенно уменьшается вверх по разрезу и баженовская свита согласно перекрывается аргиллитами куломзинской свиты неокома.

К кровле Баженовской свиты приурочен отражающий горизонт Б.

Отложения свиты являются литологическим и геофизическим репером. Толщина свиты 13,6-16,2 м.

Меловая система (К)

Отложения меловой системы на месторождении X представлены всеми отделами и ярусами. Система характеризуется морскими (куломзинская, тарская, кузнецовская, ипатовская, славгородская, ганькинская свиты) и континентальными (киялинская, покурская свиты) отложениями.

Согласно современным представлениям неокомские отложения формировались в результате бокового недокомпенсированного заполнения осадочного бассейна. Привнос осадков осуществлялся с востока через континентальную аккумулятивную равнину.

Куломзинская свита (K_{lkl}). Глины алевритистые, темно-серые, зеленовато-серые, мелкослоистые, со следами растительного детрита, в нижней части разреза песчаники средне- и мелкозернистые, плохо отсортированные, с прослоями глин и алевролитов, непосредственно над границей с баженовской свитой встречаются маломощные прослои слабобитуминозных глин. В составе свиты выделяется *ачимовская пачка* толщиной до 60 м. Сложена песчаниками серыми, преимущественно известковистыми с линзами и прослоями аргиллитов.

Возраст отложений – берриас - нижний валанжин

Толщины куломзинской свиты от 252 до 273 м.

Тарская свита (K_{ltr}). Песчаники серые и светло-серые, преимущественно известковистые с прослоями серых алевролитов и темно-серых глин.

Возраст отложений – верхний валанжин.

Толщины тарской свиты от 46 до 67 м.

Киялинская свита (K_l). Грубое и тонкое переслаивание песчаников, алевролитов и глин. Глины пестроцветные (кирпично-красные, зеленые, зеленовато-серые), комковатые, слюдистые, участками алевритистые, редкие включения сидерита. Алевролиты светло-серые с зеленоватым оттенком,

плотные, слюдистые, известковистые. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, слюдистые, прослои известковистого и глинистого материала.

Возраст отложений – верхний валанжин - нижний апт.

Толщина киялинской свиты от 614 до 643 м.

Покурская свита (K_{1-2pk}). согласно залегает на киялинской и с несогласием перекрывается отложениями кузнецовской свиты. Свита подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита представлена алевроитами, уплотненными песками и песчаниками с прослоями глинистых известняков, отмечаются растительный детрит, сидерит. Средняя подсвита сложена глинами с прослоями светло-серых песчаников, алевроитов. Встречаются обугленные растительные остатки. Верхняя подсвита (K_2 сеноман) представлена переслаиванием алевролитов серых, песчаников серых, полевошпатовых, глин зеленых, аргиллитоподобных.

Возраст отложений – поздний апт - альб - сеноман.

Толщина покурской свиты – 800-817 м.

Кузнецовская свита (K_{2kz}). согласно перекрывается ипатовской свитой. Сложена свита темно-серыми, алевроитистыми глинами, с единичными прослоями алевролитов.

Возраст отложений – турон - ранний коньяк.

Толщина свиты 26-37 м.

Ипатовская свита (K_{2ip}). является возрастным аналогом нижнеберезовской подсвиты. Песчаники и алевролиты зеленовато-серые, часто глауконитовые, с глинистым, известковым и кремнистым цементом, с прослоями серых глин, сидеритовыми конкрециями, стяжениями фосфоритов, скоплением углистых растительных остатков. Двустворки, фораминиферы.

Возраст отложений – сантон.

Толщина ипатовской свиты 127-137 м.

Славгородская свита (K_2sl). является возрастным аналогом верхнеберезовской подсвиты. Глины серые и зеленовато-серые, с прослоями глинистых опок, глауконитовых алевролитов и песчаников, пиритизированных водорослей, включений пирита.

Возраст отложений – кампан.

Толщина славгородской свиты 58-68 м.

Ганькинская свита (K_2-P_{Lgn}). завершает разрез отложений меловой системы, с несогласием перекрывается талицкой свитой. Сложена глинами желтовато- и зеленовато-серыми, с редкими зернами глауконита и конкрециями сидерита.

Возраст отложений – маастрихт – дат.

Толщина свиты 122-138 м.

КАЙНОЗОЙСКАЯ ГРУППА (Kz)

Палеогеновая система (P)

В составе палеогеновой системы в пределах изучаемой территории выделяются две толщи – нижняя глинистая (талицкая, люлинворская свиты) и верхняя песчаная (чеганская свита, некрасовская и бурлинская серии). Общая толщина палеогеновых отложений составляет 250-280 м.

Четвертичная система (Q)

Четвертичная система в рассматриваемом районе со стратиграфическим несогласием залегает на палеогеновых отложениях. Представлена она сложным чередованием глин, суглинков, супесей, песков и гравия с линзами торфяников. Толщина отложений достигает 40 м.

1.3 Тектоника

Юго-Восточная часть Западно-Сибирской плиты, где расположен исследуемый лицензионный участок, имеет сложное геологическое строение.

Снизу вверх выделяются два структурных комплекса – доюрский фундамент и платформенный чехол, сложенный мезокайнозойскими породами.

На уровне доюрского фундамента площадь расположена в Центрально-Западно-Сибирской складчатой системе герцинского возраста, который подтверждается как типом структурных зон, развитых в фундаменте, так и составом пород. Согласно тектонической карте раннего неогена (докембрий и палеозой) территории Сибири под редакцией В.С. Суркова, 1998 г., (Рисунок 1.2), участок относится к девонско-раннекаменноугольному доорогенному тектоническому мегакомплексу и находится в зоне распространения терригенно-карбонатной молассовой формации.

Структурно-формационные зоны фундамента в результате унаследованных движений в течение мезозоя и кайнозоя создавали конседиментационные структуры в платформенном чехле. Наиболее полное унаследование внутренней структуры фундамента структурами чехла происходило в районах позднегерцинской складчатости. В платформенном мезозойско-кайнозойском чехле над антиклинориями фундамента сформировались зоны поднятий, а над синклинориями – зоны прогибов.

Согласно «Тектонической карте юрского структурного яруса» (2002 г.) под редакцией А. Э. Конторовича, район месторождения расположен на западном склоне Лугинецкого куполовидного поднятия, которое, в свою очередь, осложняет северо-западную периферию крупного положительного структурного элемента I порядка – Пудинского мезоподнятия [1].

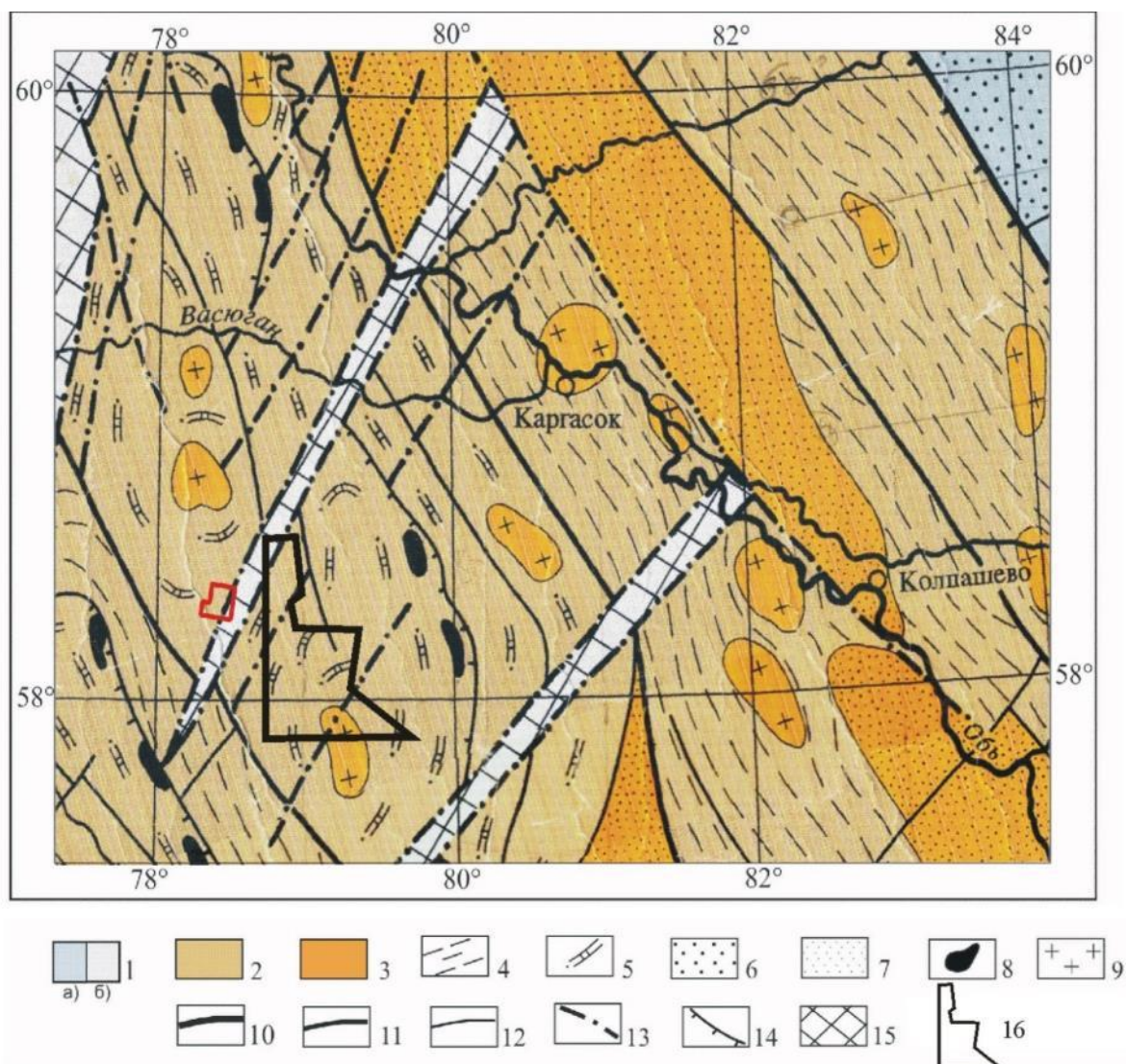


Рисунок 1.2 – Выкопировка из «Геостатической тектонической карты раннего (докембрий и палеозой) неогена территории Сибири» (под ред. Суркова В. С. и др., 1998 г.).

Западная часть участка работ находится вблизи от границы отрицательного структурного элемента I порядка – Нюрольской

мегавпадины: северо-западная – недалеко от сочленения Пудинского мезоподнятия с положительной структурой II порядка Шингинской мезоседловиной.

В результате сейсморазведки МОГТ-3Д и данных бурения были выполнены структурные построения поверхностей основных горизонтов осадочного чехла [1].

Морфология поверхностей горизонтов нижней части осадочного чехла генетически связана с эрозионно-тектоническими выступами доюрского фундамента.

Структурный план по подошве осадочного чехла в первом приближении, представляет собой террасовидно-ступенчатое погружение с востока (от сводовой части Лугинецкого к. п.) на запад в сторону Нюрольской депрессии. «Ступени» террасы имеют субмеридиональное простирание, и контролируются системами тектонических нарушений, а в ряде случаев зонами прогибов. В пределах площади съёмки МОГТ-3Д в направлении с запада на восток по восстанию отражающей границы Φ_2 к различным «ступеням» террасы приурочены Западно-Лугинецкая, Нижнелугинецкая площади и западная часть Лугинецкой площади. На первых двух площадях отмечается развитие одноимённых групп локальных поднятий, каждая из которых может идентифицироваться как структура III-го порядка. Генерализованная ориентировка Западно-Лугинецкой и Нижнелугинецкой г.п. (групп поднятий) соответствует простиранию террасовидных ступеней, т.е преимущественно субмеридиональная.

В пределах наиболее крупного локального поднятия Западно-Лугинецкой структуры пробурены скважины №180R и №182R. Это поднятие по отражающему горизонту Φ_2 имеет L-образную форму со сторонами 13,5 и 6 км, максимальную амплитуду около 120 м. и оконтуривается по изогипсе 2560 м. С севера и юга к этой локальной структуре примыкают ещё ряд малоразмерных и малоамплитудных положительных поднятий, образуя

Западно-Лугинецкую г. п. Далее на восток через узкий прогиб следует Нижнелугинецкая г. п., включающая в себя ряд вытянутых в субмеридиональном направлении локальных положительных структур. Наиболее крупная из этих структур находится в северной части площади, имеет размеры 6×2 км и амплитуду 40 м. Оконтуривающая изогипса по подошве осадочного чехла 2480 м. Крылья антиклинальных складок на площади работ сильно изрезаны заливообразными прогибами и структурными носами.

Структурный план верхнеюрского отражающего репера II^a несколько нивелируется, сохраняя унаследованность форм от поверхности кровли фундамента.

По отражающему горизонту Б Западно-Лугинецкая площадь представляет собой группу поднятий, не оконтурирующихся единой сейсмоизогипсой, осложняющих террасовидный склон Лугинецкого куполовидного поднятия. Прогиб отделяющий Западно-Лугинецкую террасу от Нижнелугинецкой практически исчезает, его глубина примерно равна 15-40 м. Северная и южная части поднятия, по изогипсе 2310 м., объединяются в единую структуру, размеры которой составляют 5,5×7,0 км. Форма структуры амебообразная. Имеет несколько структурных носов, впадин и ложбин. Впадина в районе скважины №521R делит структуру на две части - северную и южную, к которым приурочены отдельные залежи углеводородов.

Западно-Лугинецкое локальное поднятие прослеживается по всем вышележащим реперам, сохраняются его простирание, очертания, но вверх по разрезу оно выполаживается, становится менее контрастным. По кровле ипатовской свиты происходит объединение с Нижнелугинецкой структурой, и они совместно входят в состав Лугинецкого куполовидного поднятия.

В палеоген-неогеновое время на фоне регионального погружения центральной части Западно-Сибирского бассейна и его обрамления оживали

древние разломы, по которым шла тектоническая перестройка. Эти разломы проявляются в осадочной толще и могут быть экранирующими. Предполагается наличие экранирующих тектонических нарушений в районе Западно-Лугинецкой структуры, одно из которых отделяет ее от структуры Нижнелугинецкого поднятия. Наличие предполагаемых тектонических нарушений и их изолирующие свойства нуждаются в уточнении специальным комплексом исследований в процессе разработки месторождения.

1.4 Нефтегазоносность и характеристика продуктивных пластов

Согласно нефтегеологическому районированию Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под редакцией И. И. Нестерова, 1990 г.), месторождение X расположено в пределах Пудинского нефтегазоносного района (НГР) Васюганской нефтегазоносной области (НГО).

Промышленно продуктивными в пределах Пудинской нефтегазоносной области являются зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений, средняя и верхняя юра. Незначительное количество промышленных залежей углеводородов открыто также в нижнеюрском и неокомском комплексах пород. По объему выявленных запасов углеводородов лидирующее положение среди выделяемых нефтегазоносных комплексов занимает верхнеюрский комплекс. Значительный объем запасов нефти сосредоточен в нефтяной оторочке песчаных пластов горизонта Ю₁ Лугинецкого газоконденсатнонефтяного месторождения, а также на Арчинском и Урманском месторождениях. Основные запасы свободного газа приурочены к Мыльджинскому и Лугинецкому месторождениям. Большинство залежей связано с антиклинальными структурами, и осложнено литологическими экранами и разрывными нарушениями.

На месторождении X нефтегазопроявления наблюдаются в палеозойских (Pz) и нижне-среднеюрских (Ю₂, Ю₁₀) отложениях. При опробовании палеозойских отложений в скважине 181R получен приток

газоконденсата и воды. В нижнеюрских отложениях ($Ю_{10}$) нефтепроявления наблюдались в скважине №180R, в скважине №521R получен слабый приток газа с пленкой конденсата. При испытании скважине №580R среднеюрских отложений пласта $Ю_2$ получен небольшой приток газоконденсата с водой. Промышленная нефтегазоносность месторождения доказана в верхнеюрских пластах группы $Ю_1$. В результате бурения и опробования первоочередных четырех скважин открыты газоконденсатная залежь пласта $Ю_1^3$. В скважине №182R получен промышленный приток газа дебитом 67,64 тыс. $м^3/сут$ и газового конденсата дебитом 43,7 $м^3/сут$. В скважине №180R получен газ дебитом 3,8 тыс. $м^3/сут$ и конденсат дебитом 4,3 $м^3/сут$. Нефтяная залежь пласта $Ю_1^M$ открыта при испытании скважины №183R, откуда получен приток безводной нефти дебитом 3,2 $м^3/сут$. Нефтеносность пласта $Ю_1^2$ установлена при опробовании скважин №№ 181R, 182R и 183R, где получена безводная нефть дебитом 13,9 $м^3/сут$, 0,24 $м^3/сут$ и 0,5 $м^3/сут$ соответственно.

В результате совместного анализа данных сейсморазведки, промыслово-геофизических исследований, исследований данных керна, толщин объектов и уровней ВНК/ГВК горизонт $Ю_1$ разбит на 5 продуктивных пластов: $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^M$, $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$.

Месторождение является сложным объектом для подсчета запасов с точки зрения особенностей осадконакопления и тектоники. Залежи пластовые, тектонически экранированные, осложнены литологическим замещением.

Пласт $Ю_1^1$

Пласт $Ю_1^1$ имеет повсеместное распространение, общая толщина изменяется в пределах от 5 до 16 м. Кровля пласта подвергалась размыву, в результате чего распределение коллекторов на изучаемой площади имеет локальный характер. По данным бурения скважин выделены зоны замещения коллекторов. Границы зон замещения коллекторов проведены по середине расстояния между скважинами, в которых вскрыт коллектор и скважинами, где он отсутствует. В пределах подсчетного объекта выделены четыре

нефтяные залежи.

Залежь в р-не скв. 577 вскрыта одной эксплуатационной скважиной №577 на абсолютной отметке -2269 м. ВНК в скважине не вскрыт.

Залежь литологически ограниченная со всех сторон. Размеры залежи 1,0×1,0 км, высота ~30 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2,0 м.

Залежь в р-не скв. 598 вскрыта одной эксплуатационной скважиной №598 на абсолютной отметке -2291 м. ВНК в скважине не вскрыт.

Залежь литологически ограниченная со всех сторон. Размеры залежи 0,5×0,6 км, высота ~16 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,7 м.

Залежь в р-не скв. 462 вскрыта шестью эксплуатационными скважинами на абсолютных отметках -2292... -2307 м. Эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется в пределах от 1,0 м до 3,1 м. ВНК в скважине не вскрыт.

Дебиты нефти в эксплуатационных скважинах после ГРП составляют от 0,94 т/сут до 34,1 т/сут.

Залежь литологически ограниченная со всех сторон. Размеры залежи 1,2×1,8 км, высота ~25 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,7 м.

Залежь в р-не скв. 188R вскрыта семью разведочными и сорока семью эксплуатационными скважинами на абсолютных отметках -2300–2337 м. Эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется в пределах от 0,5 м до 12,2 м.

ВНК в скважинах не вскрыт. Наиболее низкое положение нефтенасыщенного коллектора по данным ГИС вскрыто в скважине №557 на а.о. -2351,4 м, на этой же отметке условно принят уровень ВНК для этой залежи.

Залежь по типу пластово-сводовая,ти литологически экранированная,

размеры 5,6×6,6 км, высота – 55 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 4,5 м. Водонефтяная зона занимает 9 % площади залежи.

Пласт Ю₁²

Пласт Ю₁² имеет повсеместное распространение, общая толщина изменяется в пределах от 3 м до 7 м. По данным бурения скважин выделены зоны замещения коллекторов. Границы зон замещения коллекторов проведены по середине расстояния между скважинами, в которых вскрыт коллектор и скважинами, где он отсутствует. В пределах подсчетного объекта выделены две нефтяные залежи.

Залежь в р-не скв. 180R вскрыта четырьмя поисково-разведочными и шестнадцатью эксплуатационными скважинами на абсолютных отметках –2295... -2319 м. Эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,5 до 3,8 м.

ВНК скважинами не вскрыт. Коллекторы в скважине №453 с неясным характером насыщения по данным ГИС в интервале а.о. -2318,9... -2319,4 м в геологической модели отнесены к нефтенасыщенным, подошва принята за условный уровень ВНК на а.о. -2319,4 м.

Залежь по типу пластово-сводовая, тектонически экранированная, размеры 3,7×8,3 км, высота – 48 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,4 м. Водонефтяная зона занимает 5 % площади залежи.

Залежь в р-не скв. 188R вскрыта семью поисково-разведочными и пятьюдесятью эксплуатационными скважинами на абсолютных отметках -2307... -2354 м. Эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина – от 0,6 м до 4,4 м.

ВНК в скважинах не вскрыт. В скважине №557 по данным ГИС самая низкая подошва нефтенасыщенного коллектора вскрыта на а.о. -2355,5 м, на этой же отметке условно принят уровень ВНК для этой залежи.

Залежь по типу пластово-сводовая, тектонически и литологически экранированная, размеры 6,1×9,5 км, высота – 56 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,7 м. Водонефтяная зона – 3 % площади залежи.

Пласт Ю₁^М

Пласт Ю₁^М имеет повсеместное распространение, общая толщина изменяется в пределах от 3 до 7 м. По данным бурения скважин выделены зоны замещения коллекторов. Границы зон замещения коллекторов проведены по середине расстояния между скважинами, в которых вскрыт коллектор и скважинами, где он отсутствует. В пределах подсчетного объекта выделены три нефтяные залежи.

Залежь в р-не скв. 180R вскрыта четырьмя поисково-разведочными и пятнадцатью эксплуатационными скважинами на абсолютных отметках -2300... -2323 м. Эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,8 м до 7,7 м.

ВНК принят на уровне -2326,9±0,7 м по середине между самой нижней подошвой нефтенасыщенного по данным ГИС коллектора в скважине №453 на а.о. -2327,5 м и кровлей водонасыщенного коллектора в скважине №461 на а.о. -2326,2 м.

Залежь по типу пластово-сводовая, тектонически и литологически экранированная, размеры 3,6×7,1 км, высота – 44 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2,1 м. Водонефтяная зона занимает 21 % площади залежи.

Залежь в р-не скв. 559 вскрыта пятнадцатью эксплуатационными скважинами на абсолютных отметках -2324–2353 м. Эффективная толщина изменяется от 3,8 м до 17,3 м, эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется в пределах от 1,8 м до 17,3 м.

ВНК для залежи принят по кровле водонасыщенного коллектора в скважине №559 на а.о. -2358,5 м.

Дебиты нефти при опробовании в эксплуатационных скважинах после ГРП составляют от 4,79 т/сут до 63,82 т/сут.

Залежь по типу пластово-сводовая, тектонически и литологически экранированная, размеры 2,6×7,2 км, высота – 55 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 4,9 м. Водонефтяная зона занимает 21 % площади залежи.

Залежь в р-не скв. 188R вскрыта пятью поисково-разведочными и двадцати шестью эксплуатационными скважинами на абсолютных отметках -2313... -2342 м. Эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,0 м до 13,3 м.

ВНК принят на уровне -2343,1±2,8 м по середине между самой нижней подошвой нефтенасыщенного по данным ГИС коллектора в скважине №550 на а.о. -2345,9 м и кровлей коллектора с неясным характером насыщения в приконтурной скважине №487, принятого в геологической модели водонасыщенным на а.о. -2340,8 м.

Дебиты нефти в эксплуатационных скважинах после ГРП составляют от 1,5 т/сут до 54,4 т/сут.

Залежь по типу пластово-сводовая, тектонически экранированная, размеры 3,1×3,2 км, высота – 34 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2,6 м. Водонефтяная зона занимает 35 % площади залежи.

Пласт Ю₁³

Пласт Ю₁³ имеет повсеместное распространение, общая толщина изменяется в пределах от 14 м до 21 м. По данным бурения скважин выделена зона замещения коллекторов. Границы зоны замещения коллекторов проведены по середине расстояния между скважинами, в которых вскрыт коллектор и скважинами, где он отсутствует. В пределах подсчетного объекта выделены три газоконденсатные залежи.

Залежь в р-не скв. 180R вскрыта тремя поисково-разведочными и

шестью эксплуатационными скважинами на абсолютных отметках -2314... -2328 м. Эффективная толщина изменяется от 4,6 м до 10,5 м, эффективная газонасыщенная толщина по скважинам изменяется в пределах от 1,2 м до 8,3 м.

ГВК принят на уровне $-2329,7 \pm 1,2$ м по середине между подошвой нижнего пропластка с насыщением по данным ГИС «продукт» в скважине №180R на а.о. -2330,8 м и кровлей водонасыщенных коллекторов в приконтурной скважине №469 на а.о. -2328,5 м.

Залежь по типу пластово-сводовая, тектонически экранированная, размеры $3,7 \times 3,7$ км, высота – 37 м. Средневзвешенная по залежи эффективная газонасыщенная толщина составляет 4,1 м. Газоводяная зона занимает 57 % площади залежи.

Залежь в р-не скв. 188R вскрыта двумя поисково-разведочными и восемью эксплуатационными скважинами на абсолютных отметках -2328... -2345 м. Эффективная толщина изменяется от 3,0 м до 7,7 м, эффективная газонасыщенная толщина по скважинам изменяется в пределах от 0,8 м до 7,7 м.

ГВК принят на уровне $-2345,3 \pm 1,4$ м по середине между подошвой нижнего пропластка с насыщением по данным ГИС «продукт» в скважине №51 на а.о. -2346,6 м и кровлей водонасыщенного коллектора в скважине №43 на а.о. -2343,9 м.

Залежь по типу пластово-сводовая, размеры $1,9 \times 2,0$ км, высота – 21 м. Средневзвешенная по залежи эффективная газонасыщенная толщина составляет 2,9 м. Газоводяная зона занимает 66 % площади залежи.

Залежь в р-не скв. 586 вскрыта одной эксплуатационной скважиной №586 на абсолютной отметке -2330 м. Эффективная толщина в скважине №586 – 10,8 м, эффективная газонасыщенная толщина 2,2 м.

Залежь по типу пластово-сводовая, размерами $0,4 \times 0,5$ км, высотой 9 м. Средневзвешенная по залежи эффективная газонасыщенная толщина

составляет 3,4 м.

Пласт Ю₁⁴

Пласт Ю₁⁴ имеет повсеместное распространение, общая толщина изменяется в пределах от 6 м до 20 м. В пределах подсчетного объекта выделяется одна газоконденсатная залежь.

Залежь в р-не скв. 180R вскрыта двумя поисково-разведочными и двумя эксплуатационными скважинами на абсолютных отметках -2333... -2337 м. Эффективная толщина изменяется от 11,1 м до 15,7 м, эффективная газонасыщенная толщина по скважинам изменяется в пределах от 1,8 м до 5,6 м.

ГВК для залежи принят по подошве нижнего пропластка с насыщением по данным ГИС «продукт»/«вода» в скважине №580R на а.о. -2339,1 м.

Залежь по типу пластово-сводовая, тектонически экранированная, размеры 2,1×3,0 км, высота – 29 м. Средневзвешенная по залежи эффективная газонасыщенная толщина составляет 5,5 м. Газоводяная зона занимает 86 % площади залежи [1].

2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

2.1 Текущее состояние разработки

В соответствии с решениями проектного документа по разработке на месторождении X выделено два эксплуатационных объекта. Нефтяной объект Ю1, включающий залежи пластов Ю₁¹, Ю₁², Ю₁^М и газовый Ю₁²⁻³, содержащий залежи одноименных пластов Ю₁² и Ю₁³.

Нефтяной объект Ю₁

Эксплуатация нефтяного объекта была начата в конце 2006 г. вводом трех нефтяных добывающих скважин. Скважины работали безводной нефтью с дебитом 28,9 т/сут. В течение 2007 года в действующий нефтяной фонд прибыло еще четыре скважины из бурения, при этом средний дебит

нефти по скважинам снизился до 16,5 т/сут, в продукции появилась вода (6,4%). Скважины вводились в эксплуатацию без проведения ГРП.

В течение 2008 года было введено из бурения девять добывающих скважин. Дебит жидкости вырос по сравнению с 2007 годом до 25,3 т/сут, что, прежде всего, связано с проведением на скважинах ГРП, как наиболее эффективного метода интенсификации для низкопроницаемых коллекторов. В 2009 г. годовая добыча жидкости составила 34,1 тыс.т, свободного газа – 0,6 млн. м³, конденсата – 0,4 тыс.т. Среднегодовая обводненность продукции нефтяных скважин составила 29,2%. Закачка воды в пласты не осуществлялась. Добыча нефти по новым скважинам 2009г. не компенсировала падение добычи из переходящих скважин. В отсутствие системы поддержания пластового давления дебиты жидкости и нефти по добывающим скважинам стали снижаться.

В течение 2010-2011гг. в разработку новые скважины не вводились. Средние дебиты скважин по жидкости и по нефти выросли значительно: по жидкости в 2,5 раза, по нефти почти в два раза. Прежде всего, это связано с проведением пяти операций ГРП на базовом фонде. Однако вместе с этим резко возросла обводненность добываемой продукции с 29 до 45%. Положительным моментом стала организация системы ППД на месторождении: в 2010 году под закачку была переведена одна скважина. Бурение скважин в этот период было временно приостановлено как по организационным причинам (смена недропользователя), так и в связи с высокими геологическими рисками: неподтверждением толщин, наличием тектонических нарушений и изменчивостью коллекторов вплоть до полного замещения. В 2010- 2011 г. была выполнена 3D-сейсмика, что позволило уточнить геологическую модель и возобновить бурение в 2012 г. с меньшими рисками.

В 2012 году на объекте бурение скважин было продолжено: в течение года в эксплуатацию было введено семь новых скважин. Новыми

скважинами добыто 9,4 тыс.т нефти, жидкости – 58,9 тыс.т, дебит нефти составил 18,8 т/сут, обводненность по новым скважинам составила 84 %. Среднесуточный дебит нефти всего действующего фонда составил 12,1 т/сут (по переходящему фонду более 10,4 т/сут). Высокая обводненность новых скважин обусловлена, как уже было сказано выше, прорывами воды по трещинам ГРП.

По данным лабораторных исследований газосодержание нефти составляет 94 м3/т. Средние забойные давления в добывающих скважинах составляют 9,8 МПа, изменяясь от 6,5 до 15,4 МПа. Давление насыщения равно 10,4 МПа, по скважинам, эксплуатирующимся с низкими забойными давлениями, происходит разгазирование нефти в призабойной зоне пласта. Также следует отметить, что по добывающим скважинам наблюдаются прорывы газа из нижележащих газоносных пластов Ю₁³ и Ю₁⁴ по трещинам ГРП.

Для месторождения X в связи с использованием ГРП для интенсификации добычи нефти характерны два осложняющих эксплуатацию скважин фактора:

- риск разрыва перемычки между нефтеносным и газоносным объектами (глинистый прослой между подошвой коллектора Ю₁^М и Ю₁³) особенно возрастает в надгазовой зоне,

- возможность прорыва перемычки между нефтенасыщенным и водонасыщенным коллектором (подошва Ю₁² - кровля Ю₁^М) существует по всей площади месторождения. По трещинам ГРП происходит прорыв воды и скважины преждевременно обводняются.

Для скважин месторождения был проведен анализ обводнения после запуска скважины в работу. Все скважины месторождения X подвергались операциям ГРП сразу после бурения. Анализ обводненности после запуска показал, что скважины вступают в работу с высокой (более 50%) обводнённостью. Это свидетельствует о том, что причина обводнения

скважин вероятнее всего в прорывах трещин ГРП в нижележащий водонасыщенный пласт. Прежде всего, риск прорыва трещины в нижележащий пласт зависит от толщины непроницаемой глинистой перемычки.

В 84% скважин надгазовой зоны мощность перемычки Ю₁^М-Ю₁³ меньше 8 м. Таким образом, существует большой риск прорывов газа по трещинам ГРП

По мере формирования системы разработки, динамика годовых отборов жидкости и закачки воды по мере формирования фонда имела растущий характер (Рисунок 2.1).

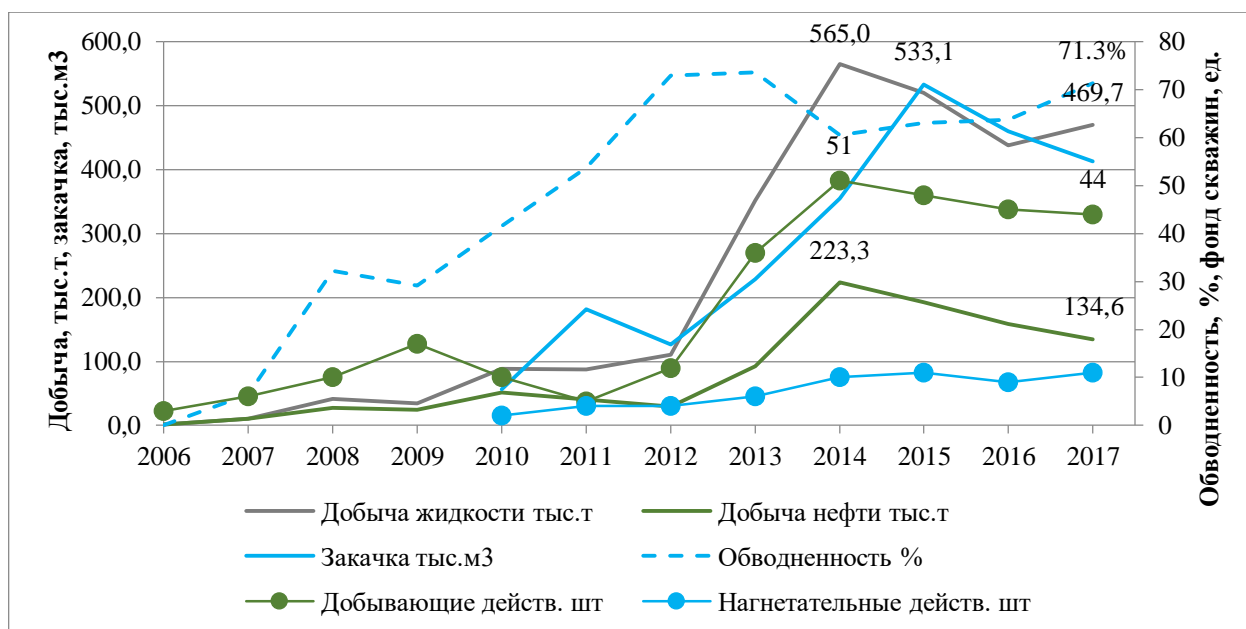


Рисунок 2.1 – Графики показателей разработки месторождения X

Максимальный уровень добычи нефти – 223,3 тыс.т, был достигнут в 2014 г. при темпе отбора от НИЗ – 4,5%, действующем добывающем фонде – 51 ед. и обводненности продукции – 60,5% .

Максимальные уровни добычи жидкости – 565,0 тыс.т (достигнут в 2014 г.) и закачки воды – 533,1 тыс.м³.

Скважины действующего фонда эксплуатируются с дебитами по нефти – 34,3 т/сут, по жидкости – 71,6 т/сут, средняя приемистость

нагнетательных скважин составила 224,3 м³/сут, текущая компенсация отбора жидкости закачкой – 98%.

Максимальны темпы отбора достигнуты в 2014 году и составляют: от НИЗ – 4,5%, от ОИЗ – 5,0%. Данный показатель коррелируется с темпом ввода новых добывающих скважин, в 2014 году действующий фонд по сравнению с 2013 годом увеличился на 15 ед. и составил 51 ед., что является максимальным за всю историю разработки.

Далее отмечается сокращение действующего фонда добывающих скважин за счет перевода части скважин под закачку воды и выводом в бездействие по различным геолого-технологическим причинам.

В 2012 г. на месторождении наметилась тенденция роста промыслового газового фактора, в среднем он составил 209 м³/т, а в отчетном 2017 году он увеличился до 365 м³/т. Следует отметить, что в расчетном 2018 году, значение газового фактора достигло 420 м³/т (Рисунок 2.2).

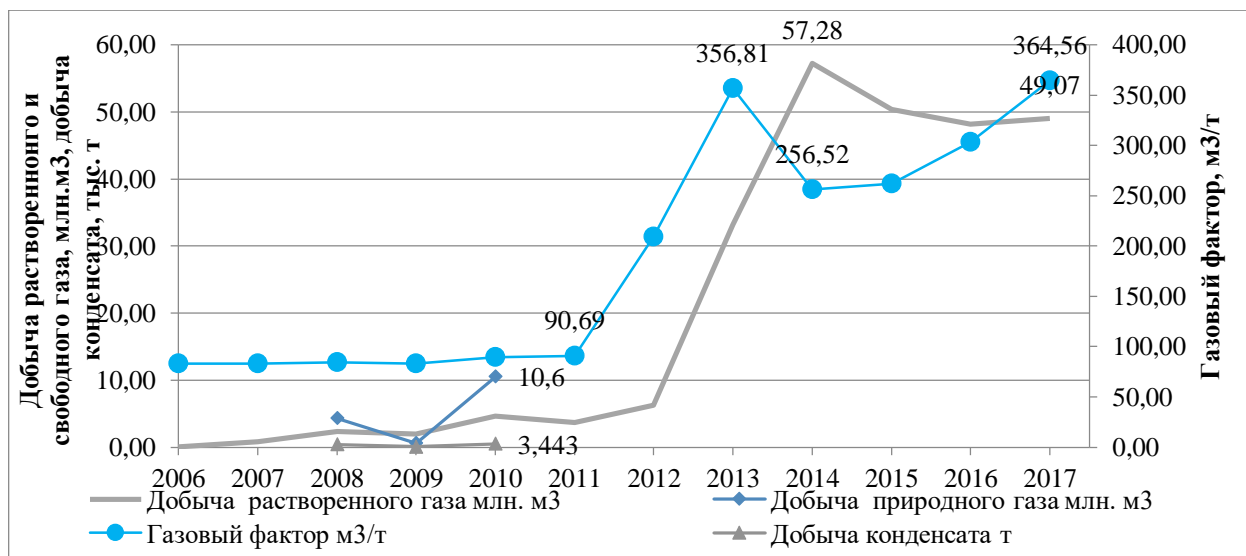


Рисунок 2.2 – Графики динамики промыслового газового фактора и добычи газа месторождения X

Сопоставляя представленные графики, можно констатировать, что рост газового фактора, начавшийся в 2012 году, соответствует началу

активного разбухания объекта Ю₁.

Отметим, что текущее энергетическое состояние объекта Ю₁, не позволяет предполагать о прогрессируемом процессе разгазирования нефти в пластовых условиях. К такому массивированному выделению растворенного газа могло привести катастрофическое снижение пластового давления по всей зоне отбора, но такого снижения за всю историю разработки не наблюдается.

Принимая во внимание геологическое строение месторождения Х, когда нефтяные пласты залегают в непосредственной близости от нижележащих газовых, а мощность перемычки между ними незначительна, вследствие реализации проектных решений по применению на объекте Ю₁ технологии ГРП, произошло приобщение газовых пластов к нефтяным, разработка залежей газа объекта Ю₁³⁻⁴ осуществляется нефтяными скважинами по трещинам ГРП.

Данный факт учтен при проведении расчетов на цифровой фильтрационной модели. Газовый и нефтяной объекты представлены в единой фильтрационной модели, в которой воспроизведены фактические технологические показатели разработки месторождения с учетом протекающего процесса фильтрации газа по трещинам ГРП в нефтяные пласты [2].

2.2 Анализ результатов исследований скважин и пластов

Всего в период с 2007-2013г. на месторождении в рамках контроля выработки запасов проведено 68 исследований на объекты разработки Ю₁ и Ю₁³⁺⁴ (объединяющие все разрабатываемые пласты юры). Исследования проводились различными методами – ИД-КВД, КВД, КВУ, КПД, КСД. Выполнено 13 инструментальных замеров пластового давления.

За период 2014-2017 гг. выполнено 65 исследований по методам КВД, КПД, КСД. Проведено 10 инструментальных замеров пластового давления, а

также 134 определения положения статического уровня с расчетом пластового давления.

Таким образом, за весь период разработки на скважинах месторождения проведено 133 исследования по оценке продуктивности пластов, также выполнено 23 инструментальных замера энергетического состояния залежей. В простаивающих скважинах выполняются замеры статических уровней, кроме того осуществляются замеры забойных и пластовых замеров датчиками ТМС установленных на всех добывающих скважинах месторождения.

Результаты единичных ГДИС в разведочном фонде имеют оценочный характер, информативны только в плане оценки начального пластового давления и не могут быть использованы для оценки параметров проницаемости и «скин-фактора». Основная информативность от ГДИС на месторождении была получена уже в период пробной эксплуатации.

Наибольшее количество исследований выполнено по методике КСД в добывающих скважинах (с регистрацией давления и температуры датчиками установленными в корпусе УЭЦН) и методом КПД в нагнетательных скважинах.

В результате проведения 102 исследований этими методами продуктивность определена 101 раз, гидропроводность - 101 раз, проницаемость - 99 раз, скин фактор - 99 раз. Определение выше перечисленных параметров проводилась при интерпретации с применением КП «Saphir» и «Toraze». То есть, наблюдается высокая эффективность методов регистрации и обработки кривых давления.

Основой комплекса ПГИ в добывающих скважинах исследования являются следующие методы: локатор муфт (ЛМ) и гамма-каротаж (ГК) - для увязки замеров ПГИ с разрезом; влагометрия (ВГД), плотностеметрия (ГГП), резистивиметрия (РЕЗ) - для оценки состава притока; термометрия (ТМ), термокондуктивная дебитометрия (СТД) - для качественной оценки работы

пласта; механическая расходометрия (РГД) - для количественной оценки притока. При освоении скважин выполняются серии замеров термометрии для оценки процессов в системе скважина-пласт: фоновая, при работе скважины, после остановки скважины.

В процессе разработки месторождения в 2011 – 2013 гг. проведены 4 ПГИ в 4 скважинах по уточнению глубины текущего забоя и 6 исследований в 4 скважинах по уточнению местоположения интервала перфорации объектов (пластов) разработки.

В процессе работ по опробованию продуктивных пластов промыслово-геофизические исследования выполнялись в скважине 18. Комплекс исследований включал: методы привязки к разрезу и элементам конструкции скважины (ГК, ЛМ), термометрию, механическую и термокондуктивную расходометрию, шумометрию, методы определения состава заполнителя ствола (диэлькометрическую влагометрию, гамма-гамма плотностиметрию). К сожалению, удалось выполнить лишь фоновые измерения в простаивающей скважине (в статике). В последующем работы были приостановлены из-за быстро затухающего притока, поэтому профиль притока оценить не удалось. По результатам СТД и нестационарной термометрии в процессе нагнетания технологической жидкости от агрегата подошва интервала движения по колонне нагнетаемой жидкости фиксируется на глубине 2757 м. То есть работают все продуктивные коллектора в пределах перфорированной мощности. Перечисленные пласты по темпу восстановления естественной температуры по окончании нагнетания характеризуются примерно одинаковой удельной приемистостью. По данным термометрии возможен заколонный переток вниз, что подтверждается наличием радиогеохимических аномалий в интервалах в кровле и ниже перфорированной толщи. Интенсивность перетока незначительна.

За период 2014-2017 гг. выполнено 33 ПГИ в 11 скважинах. Целью

проведения ПГИ является определение технического состояния скважин, а также запись профиля приёмистости. По имеющимся заключениям, во всех скважинах признаков негерметичности эксплуатационных колонн, НКТ и межколонных пакеров не обнаружено. В большинстве скважин, при подъеме приборов РГД отмечаются затяжки, также невысокая скорость потока, которая ниже порога срабатывания прибора, в многих скважинах отмечается отсутствие зумпфа и частичное перекрытие интервалов преформации, при этом фиксируется уход закачиваемой жидкости ниже текущего забоя. В целом исследования по определению профиля приемистости малоинформативны в связи с неподготовленностью скважин к исследовательским работам.

За весь период разработки проведено 37 ПГИ. Результаты ПГИ и ГДИС указывают на тот факт, что в большинстве скважин вскрывших нефтяной объект Ю₁ в надгазовой зоне отмечается приток газа из нижележащих газонасыщенных пластов.

Анализ результатов исследований скважин показал, что в процессе эксплуатации Кпрод и Кприем скважин снижается.

Связано это, с одной стороны, постепенным ухудшением проводимости трещин ГРП в добывающих скважинах, а с другой стороны, с низким качеством закачиваемых вод. КВЧ в добываемой продукции составляет от 40 до 228 мг/л, в закачиваемой воде варьируется в пределах 5-15 мг/л [2].

3 ОСОБЕННОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

3.1 Механизированная добыча

Механизированная добыча обычно ассоциируется с поздними стадиями разработки нефтяных и газовых месторождений, для которых

характерны пониженные пластовые давления и повышенная добыча пластовой воды. Если пласт не имеет достаточной энергии для подъема нефти, газа и воды из скважин на поверхность в необходимых количествах, то могут применяться методы стимулирования добычи. Для поддержания пластового давления или продуктивности скважин при вторичных методах добычи производится закачка в пласт газа или воды. Тем не менее, когда режим пласта не позволяет поддерживать приемлемый темп отбора, а в ряде случаев вообще не обеспечивает притока пластовых флюидов к скважине, необходимо переходить на механизированную добычу. Подъем жидкости на поверхность происходит за счет энергии на забое скважины или уменьшения плотности жидкости в скважине; в результате гидростатическое давление на пласт снижается, так что имеющаяся пластовая энергия обеспечивает приток к скважине и рентабельные объемы добычи углеводородов. Также механизированная добыча способствует увеличению отдачи пласта благодаря снижению предельного уровня забойного давления, при котором эксплуатация скважины становится нерентабельной и ее приходится ликвидировать. Штанговые насосы, газлифт и погружные насосы с электроприводом - наиболее распространенные системы механизированной добычи, хотя находят также применение гидропоршневые и винтовые насосы. Каждая из таких систем лучше всего подходит для определенных требований к подъему жидкости в скважине и целям эксплуатации, хотя и отмечается существование зон взаимоперекрывтия для таких систем, зависящих от условий в скважине, типа пластовых флюидов, требуемых дебитов, угла отклонения скважины от вертикали, глубины скважины, способа заканчивания скважины, аппаратуры, применяемой в системах механизированной добычи, и наземного оборудования [5].

При выборе и проектировании системы механизированной добычи инженеры должны учитывать параметры пласта и скважины, хотя при этом необходимо также принимать во внимание стратегию разработки

месторождения. Выбор способа механизированной добычи представляет собой специфичную и трудоемкую задачу, хотя имеющиеся инструкции дают представление об относительной применимости каждого из таких способов.

Для определения рациональных способов эксплуатации использовались физико-химические свойства пластовых флюидов, рекомендуемые для планирования разработки месторождения X.

В результате проведения расчетов для получения запланированных дебитов предложено использовать УЭЦН. Этот способ применяется в настоящее время на всех добывающих скважинах месторождения.

Так как для месторождения характерен высокий газовый фактор, установки необходимо оборудовать газосепараторами. Это гарантирует устойчивую работу УЭЦН при содержании свободного газа в газожидкостной смеси на приеме насоса до 60-80%, в зависимости от типоразмера насоса.

Оснащение современных установок системами телеметрии позволяет контролировать такие параметры работы УЭЦН, как температуру, давление, вибрацию. Применение систем регулирования частоты вращения и современных станций управления позволяет регулировать параметры работы насоса в широких пределах.

Для скважин, оборудованных УЭЦН, рекомендуется также применять устьевую арматуру АФК 1Э-65-140 и насосно-компрессорные трубы диаметром 60 и 73 мм [6].

По состоянию на 01.01.2018 на месторождении X эксплуатируются 46 добывающих скважин. Все скважины действующего фонда оборудованы погружными установками УЭЦН отечественного и импортного производства. Из отечественных УЭЦН преобладают ЭЦН-80 с напором 2200-2500 м, из импортных – D700EZ с напором 2100-2450 м. В таблице 3.1 показано распределение фонда по номинальным подачам.

Таблица 3.1 – Технологические показатели работы скважин на месторождении на 01.01.2018

Параметры	Интервалы номинальных подач УЭЦН, м ³ /сут			
	45	60	80	125
Кол-во, шт.	1	6	27	11
Нсп, м	2261	2536	2732	2665
Рзаб, Мпа	10.5	5.4	4.9	4.9
Средний Qж, м ³ /сут	39	32	27	20
Суммарный Qж, м ³ /сут	39	189	726	215

Основная добыча производится УЭЦН с номинальными подачами 60-80 м³/сут. Весь фонд скважин находится в работе, что свидетельствует об эффективной работе с фондом скважин.

Для месторождения X актуальной задачей является эффективность механизированной эксплуатации скважин. Одной из причин, не всегда позволяющих решить эту задачу, являются осложнения, возникающие при эксплуатации скважин.

3.2 Осложнения при эксплуатации скважин и методы борьбы с ними

Осложнения при эксплуатации скважин на месторождении X могут быть связаны со следующими причинами:

- механические примеси;
- отложения солей;
- вредное влияние газа на работу насоса;
- коррозионный износ подземного оборудования;
- снижение продуктивности скважин.

При эксплуатации скважин необходимо предусматривать и вовремя предпринимать меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями.

Механические примеси

Искусственные механические примеси состоят из пропнета,

проппанта. Вынос механических примесей после ГРП происходит из-за увеличения депрессии, плохого цементированния эксплуатационной колонны в зоне продуктивных пластов, который приводит к значительному износу рабочих органов УЭЦН, заклиниванию вала насоса.

Основные методы предупреждения осложнений:

- очистка жидкости перед приемом насоса при помощи скважинных фильтров;
- комплектация УЭЦН фильтром входного модуля;
- освоение скважин после ГРП комплексом ГНКТ (гибкая труба);
- освоение скважин при помощи установки нагнетания газов (УНГ).

Вынос натуральных механических примесей происходит из-за разрушения скелета породы пласта. Размер частиц составляет от 1 мкм и больше. Вынос продолжителен по времени, всплески наблюдаются при запуске УЭЦН после смены. Основные методы предупреждения:

- очистка жидкости перед приемом насоса при помощи скважинных фильтров;
- комплектация УЭЦН фильтром входного модуля;
- использование УЭЦН в износостойком исполнении.

Для предотвращения выноса мехпримесей в скважину рекомендуется фильтр скважинный пенометаллический многослойный или аналогичный по техническим характеристикам других производителей. Фильтр предназначен для предотвращения выноса песка, проппанта и материнской породы с размером частиц более 0,2-0,3 мм из призабойной зоны пласта в эксплуатационную колонну, устанавливается в интервале перфорации скважины и пакеруется на стенах эксплуатационной колонны. Фильтр снабжен пенометаллическими фильтрующими перегородками с изменяющимся размером пор (0,5-2,5 мм) в направлении движения пластовой жидкости. Диаметр и длина фильтра выбираются исходя из диаметра эксплуатационной колонны и подачи ЭЦН. Недостатком подобных

фильтров является постепенное снижение проницаемости фильтрующего элемента, что требует периодического демонтажа.

Однако при применении фильтров в составе УЭЦН следует обратить внимание на то, что фильтрующий элемент создает перепад давления на приеме, а мелкие фракции мехпримеси все равно попадают в насос и остаются в каналах рабочих органов, что в итоге приводит к износу и даже полному засорению насоса. Фракции, не прошедшие через фильтр, оседают на забой, что приводит его засорению.

Существуют эффективные технологии борьбы с выносом механических примесей из пласта путем закрепления породы в призабойной зоне пласта. Подобные технологии предназначены для крепления слабосцементированных коллекторов путем частичного заполнения межзернового пространства породы. Полимерная композиция включает в себя отвердитель, газообразователь и водорастворимую модифицированную карбамидную смолу. Отвердитель и газообразователь представляют собой смеси солей неорганических кислот [7].

В таблице 3.2 приведены мероприятия по борьбе с механическими примесями на месторождении X в 2019 г.

Таблица 3.2 – Мероприятия по снижению отказов из-за механических примесей НГДП-5 по месторождению X.

№ п/ п	Мероприятие	Ед.из м	План
1	Проведение при спуске УЭЦН 100% шаблонирования каждой трубы (при использовании новых, ремонтных и повторно используемых труб).	-	Постоянно
2	Проведение очисток забоя скважин гидрожелонкой	-	При необходимости
3	Обеспечение запуска и вывода на режим УЭЦН с помощью частотного преобразователя.	-	Постоянно
4	Внедрение обратных клапанов шарикового типа по 2 шт на скважину.	-	Постоянно

5	Включение в компоновку шламоуловителя	-	При необходимости
6	Проведение периодических промывок на скважинах осложненных мех.примесями.	-	При необходимости
7	Применение интеллектуального режима работы СУ - "Встряхивание"	-	При индексе М-2
8	Применение трехкамерных гидрозащит	шт.	60

Отложения солей

Процесс добычи нефти сопровождается отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся в призабойной зоне пласта добывающих скважин, на стенках эксплуатационной колонны и лифтовых труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях систем сбора и подготовки нефти. Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. Процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующееся в условиях обводнения добываемой продукции. Выпадение химического вещества в осадок из раствора происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную. Выпадение осадка может происходить:

- при смешивании вод различного состава несовместимых друг с другом;
- при перенасыщении вод в результате изменения термобарических условий в скважине, либо насосе;
- при испарении воды.

Смешивание несовместимых вод, приводящее к солеобразованию, происходит при выводе скважины на режим из глушения, при реализации различных способов заводнения месторождения, при смешивании на забое скважины вод различных нефтяных пропластков несовместимых друг с другом и т.д.

При выводе скважины после глушения поступающая из пласта попутно-добываемая вода смешивается с раствором глушения. В процессе

смешивания раствора глушения на основе хлористого кальция с пластовой водой гидрокарбонатно-натриевого типа возможно образование перенасыщенного карбонатом кальция водного раствора из-за увеличения содержания в смеси ионов кальция и снижения содержания растворенного в пластовой воде CO_2 , что приводит к выпадению избыточного количества карбоната в стволе скважины и насосном оборудовании. Солеобразование карбоната кальция протекает и при глушении скважин раствором хлористого натрия. В этом случае выпадение карбоната обусловлено только снижением содержания растворенного CO_2 при смешивании насыщенной либо близкой к насыщению пластовой воды и раствора глушения. Из-за разной проницаемости пропластков нефтяного пласта в стволе скважины происходит смешивание попутно-добываемых вод с различным содержанием солеобразующих ионов и растворенного CO_2 , что зачастую приводит к образованию пересыщенных в отношении карбоната кальция водных растворов и выпадению карбонатных осадков в стволе скважины. Этот фактор может оказывать решающее влияние на солеотложение при прорыве нагнетаемых вод в призабойную зону скважины.

Подъем по скважине добываемой продукции сопровождается снижением температуры и давления. При снижении давления происходит нарушение сложившегося в пластовых условиях равновесного водного состава. Устанавливается новое соотношение растворенного диоксида углерода между водной и нефтяной фазами. Снижение содержания диоксида углерода в воде приводит к увеличению показателя pH раствора и, как следствие, к выпадению карбоната кальция из насыщенных солеобразующими ионами сред.

Процесс интенсифицируется при снижении давления ниже давления насыщения нефти. Из нефти выделяются газообразные компоненты, что приводит к снижению содержания углекислоты в нефти и водной фазе и, как следствие, к выпадению новых порций карбоната кальция. В результате

происходит отложение солей в эксплуатационной колонне, на поверхности насосного оборудования и рабочих колес электроцентробежных насосов.

Существенным фактором, оказывающим влияние на солеотложение в низкообводненных скважинах, является частичное испарение воды в газовую фазу в процессе разгазирования скважинной продукции. В процессе испарения воды происходит общее понижение растворимости солей. В осадок могут перейти растворимые в обычных условиях соли – хлориды щелочных и щелочноземельных металлов. Интенсивное отложение карбоната кальция на рабочих колесах ЭЦН происходит из-за повышения температуры потока добываемой продукции, вызванного теплоотдачей работающего погружного электродвигателя. С ростом температуры снижается растворимость карбоната кальция, что интенсифицирует солеотложение карбонатных осадков на колесах ЭЦН.

Наибольшее распространение имеют химические методы предупреждения солеотложения, основанные на применении химических реагентов-ингибиторов. Они позволяют обеспечить качественную и продолжительную защиту оборудования от солеотложения на всем пути движения водонефтяной смеси. Возможно производить закачку ингибитора через систему ППД или устанавливать глубинные или устьевые дозаторы с контейнерами[7].

Однако существует проблема коррозионного воздействия ингибитора на внутрискважинное оборудование и обсадную колонну, химическое взаимодействие с нефтью и эмульсией. Кроме того, в условиях Западной Сибири применяемые ингибиторы солеотложения должны совмещать как низкотемпературные параметры (не замерзать при температуре до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$), так и высокую термостабильность, т.к. температура на приеме УЭЦН может достигать $120\text{ }^{\circ}\text{C}$. Ингибиторы солеотложения должны также хорошо перекачиваться в условиях низких температур.

В настоящее время существует широкий спектр ингибиторов

солеотложений, удовлетворяющий вышеперечисленным требованиям. Опыт применения этих ингибиторов на месторождения Западной Сибири показывает их эффективность даже при небольших концентрациях - от 10-20 г/т попутной воды.

Основной технологией предупреждения солеотложения является подача ингибитора через затрубное пространство при помощи устьевого дозирующего устройства на прием насоса. Тот факт, что образование кальцита происходит в пласте и в зоне скважины «забой – насос» существенно снижает технологическую эффективность подачи ингибитора солеотложения через затрубное пространство скважины.

Отложение кальцита в около скважинной зоне имеет место и в скважинах с ГРП. Отложение солей в трещине ГРП с проницаемостью несколько Дарси, тем не менее, снижает проницаемость трещины, увеличивает скин и, соответственно приводит к снижению, продуктивности скважины. Это выражается в «падающей» добыче при постоянном пластовом и забойном давлении.

Заметим, что размещение ингибитора в пласте по технологии задавки ингибитора солеотложения в добывающие скважины, кроме того, позволяет защищать воду от выпадения солей от ПЗП до устья скважины.

Используемые ингибиторы представляют собой многокомпонентные смеси. Основное действующее вещество, входящее в состав торговых марок, подразделяют на три типа в зависимости от механизма их действия на солеобразующие компоненты: хелатного действия, «порогового» действия и кристаллоразрушающие ингибиторы.

Ингибиторы «порогового» действия в минимальных количествах препятствуют зарождению и росту кристаллов солей. К этому классу соединений относятся фосфонатные комплексоны. Основное достоинство которых, является их высокая эффективность в значительно меньших от стехиометрических количествах. К недостаткам можно отнести их высокую

коррозионную агрессивность. Снижение коррозионной агрессивности достигается применением нейтрализованных форм комплексонов моно-, ди-, триалкиламинами. Нейтрализованные фосфорсодержащие комплексоны входят в состав большинства современных отечественных и зарубежных композиций, используемых для защиты нефтепромыслового оборудования от солеотложений.

Кристаллоразрушающие ингибиторы не препятствуют кристаллизации солей, но видоизменяют форму кристаллов. К этому типу ингибиторов относятся низкомолекулярные полимеры: гидролизированный полиакриламид (ПАА, окисленный лигнин). В настоящее время ингибиторы этого типа, как однокомпонентные реагенты практически не используются из-за относительно низкого защитного эффекта (около 60 %), однако входят в состав ингибиторных композиций, используемых, например, в технологии задавки в пласт[7].

Актуальным методом борьбы с солеотложениями является дозирование реагента в затрубное пространство. Эффективность мероприятий подтверждается отсутствием повторных отказов.

В таблице 3.3 приведен перечень основных текущих мероприятий по предупреждению осложнений, обозначены условия применения.

Таблица 3.3 – Мероприятия по предотвращению осложнений, связанных с солеотложениями при эксплуатации скважин НГДП-5 по месторождению X.

№ п/п	Мероприятие	Ед.изм	План
1	Отбор образцов отложений твердого осадка с УЭЦН при демонтаже (с поверхности) с последующей отправкой в ХАЛ НГДП	-	Постоянно
2	Отбор образцов отложений твердого осадка с УЭЦН при разборе (с внутренних поверхностей насоса) с последующей отправкой в ОНПХ для анализа.	-	Постоянно
3	Внедрение устьевых дозаторов для постоянного	шт.	5

	дозирования химреагента		
4	На скважинах солевого фонда до монтажа УДР производить периодическую закачку (1 раз в месяц) расчетного количества ингибитора солеотложения в затрубное пространство работающей скважины	-	Постоянно
5	Включение в компоновку УЭЦН контейнеров-ингибиторов солеотложений ТРИЛ-СВ по согласованию с ОПНХ с учетом применимости технологии согласно СК и для тех скважин, где отложения солей ниже приёма насоса.	шт.	4
6	Применение интеллектуального режима работы СУ - "Встряхивание"	-	При индексе С-2
7	Осуществление перевода скважины в режим ПКВ при недопустимых параметрах работы (снижение дебита более 20% от номинала в соответствии с Стандартом Компании).	-	При необходимости
8	Анализ рекомендаций по установке устьевых дозаторов на скважинах солевого фонда.	шт.	12
9	Проведение профилактических СКО при угрозе преждевременного отказа (остановки по ЗП, подклинки при эксплуатации по БСИ).	-	При необходимости

Применение реагентов требует индивидуального подбора скважин и технологии с учетом опыта применения и рекомендаций производителя. Используемые фильтры, газосепараторы и модули гидрозащиты должны быть по возможности совместимы с УЭЦН разных производителей.

Вредное влияние газа

Повышенное содержание свободного газа на приеме насоса приводит к снижению коэффициента подачи, потере стабильности, повышенному износу вследствие кавитации и перегрева двигателей УЭЦН, а также к срывам подачи.

Для борьбы с этим явлением следует применять газовые сепараторы. Для погружных электроцентробежных насосов рекомендуются газосепараторы типа МН-ГСЛ, допускающие работу насоса при содержании свободного газа на приеме до 60%.

При интенсивной эксплуатации скважин при забойном давлении ниже давления насыщения особое внимание следует уделять оценке условий на приеме насоса, так как небольшие изменения давления могут

приводить к значительному изменению истинного содержания свободного газа в нефти. Рекомендуется подбор и оптимизацию режимов эксплуатации насосного оборудования проводить на основе известных корреляций для многофазных потоков с использованием современных программных комплексов типа WellFlo (Edinburgh Petroleum Services), SubPump (IHS Energy-Schlumberger) -для УЭЦН, а также программ «Автотехнолог» (РГУ им. Губкина), либо PumpPro (ООО "Нефтеспецтехника", Тюмень).

Одним из методов повышения стабильности работы насосного оборудования в условиях повышенного газосодержания является увеличение глубины спуска насосов. Наилучший эффект достигается при спуске насоса ниже интервала перфорации. В этом случае увеличивается коэффициент натуральной сепарации газа за счет поворота потока в поле сил тяжести. Для обеспечения необходимого охлаждения погружного электродвигателя необходимо применять дополнительный кожух на двигатель, обеспечивающий движение потока жидкости между корпусом двигателя и кожухом. Использование УЭЦН с кожухом ограничивает требование использования эксплуатационных колонн диаметром более 168 мм.

Альтернативным вариантом использования УЭЦН ниже интервала перфорации служит рециркуляционная схема компоновки. В этом случае для обеспечения необходимого охлаждения небольшая (10-15%) часть перекачиваемой жидкости отводится по специальной трубе от насоса вниз к электродвигателю. Рециркуляционная схема может быть использована с большой долей стандартного оборудования и не требует больших изменений при спуско-подъемных операциях по сравнению с эксплуатацией УЭЦН по обычной схеме[10].

Текущие мероприятия по снижению отказов по высокому содержанию свободного газа приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Мероприятия по предотвращению осложнений, связанных с высоким содержанием свободного газа НГДП-5 по месторождению Х.

№ п/п	Мероприятие	Ед.изм	План
	Включение в компоновку УЭЦН газодиспергаторов AGH.	шт.	4
	Применение интеллектуального режима работы СУ – «Поддержание тока».	-	При необходимости
	Применение интеллектуального режима работы СУ – «Поддержание давления на приеме УЭЦН».	-	При необходимости

Предупреждение коррозии

В составе добываемого газа присутствует агрессивный компонент - углекислый газ. Поэтому продукция скважин обладает коррозионной активностью и может вызвать коррозию скважинного и газопромыслового оборудования. Основной вид коррозионных повреждений скважинного оборудования – локальная коррозия внутренней поверхности НКТ. Для месторождения Х рекомендуется изготовление подземного и наземного оборудования из материалов, обладающих соответствующими антикоррозионными свойствами и применение ингибиторов коррозии. Главным требованием, предъявляемым к ингибитору коррозии, является достижение эффективной защиты от коррозии.

К испытанию могут быть рекомендованы следующие ингибиторы коррозии:

– модификации представляющей собой раствор смеси азотсодержащих соединений в органическом растворителе (разработка Всероссийского научно-исследовательский институт коррозии ОАО «ВНИИК», г. Москва);

– катион активное ПАВ и смеси органических растворителей – защита систем нефтесбора и утилизации сточных вод, содержащих H₂S и CO₂, подавление роста сульфатовосстанавливающих бактерий.

Выбор реагентов по защите внутренней поверхности металлов от коррозии производится по результатам лабораторных и промысловых исследований конкретных коррозионно-активных сред и промысловым испытаниям различных марок ингибиторов коррозии в этих средах, как правило, в начальный период эксплуатации месторождения.

Решающими при выборе ингибитора коррозии в большей мере являются их эффективность и стоимостные показатели.

Подачу ингибиторов коррозии в скважины (обработки скважин ингибиторами коррозии) осуществляют следующими способами:

- периодическое нагнетание раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта;
- периодическая подача раствора ингибитора коррозии в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ;
- постоянная подача ингибитора коррозии в затрубное пространство.

Контроль за коррозионным состоянием оборудования помимо визуального осмотра должен осуществляться установкой контрольных образцов-свидетелей и по содержанию ионов железа в продукции скважины.

Текущие мероприятия по борьбе с осложнениями приведены в таблице .

Таблица 3.5 – Применяемые защиты от осложнений, связанных с коррозией на НГДП-5 по месторождению X.

№ п/п	Мероприятие	Ед.изм	План
1	Применение стриммеров	-	Постоянно
2	Применение НКТ с термо-диффузионноцинковым покрытием	скв.	4
3	Применение НКТ с внутренним защитным полимерным покрытием	скв.	20
4	Спуск УЭЦН с монельным покрытием корпусов всех узлов.	-	При необходимости
5	Применение ЭЦН с коррозионностойкими концевыми деталям.	шт.	4
6	Внедрение газосепараторов с коррозионностойкими	шт.	4

	концевыми деталями KGSM2. Внедрение газосепараторов, выполненных из коррозионностойкого материала RLOY.		
7	Замена ГС стандартного исполнения на коррозионностойкие входные модули (при допустимом содержании свободного газа в откачиваемой жидкости).	шт.	0
8	Включение в компоновку УЭЦН алюминиево-магниевого протекторов коррозии.	шт.	10
9	Анализ и разработка рекомендации по установке устьевых дозаторов на скважинах коррозионного фонда.	-	При необходимости
10	Установка УДР с подачей ингибитора коррозии в затрубное пространство.	-	При необходимости
11	Использование направляющих для кабеля на УЭЦН	шт.	60

Снижение продуктивности скважин

Как показывают исследовательские работы и опыт эксплуатации нефтяных скважин, снижение продуктивности призабойной зоны при вскрытии продуктивных пластов с использованием растворов на водной основе обусловлено проникновением в порово-трещинное пространство фильтрата и твердой фазы бурового раствора.

Фильтрат глинистых растворов вызывает разбухание глинистого материала, содержащегося в породе. При взаимодействии фильтрата с высокоминерализованной водой образуются нерастворимые осадки, которые выпадают в порах и трещинах пласта. На границе контакта промывочной жидкости с нефтью образуются стойкие водонефтяные эмульсии с высокой вязкостью и тиксотропными свойствами, которые препятствуют движению нефти из пласта в скважину. Кроме того, снижение забойного давления или же давления насыщения приводит к разгазированию нефти в пластовых условиях и выпадению из нее твердых частиц парафинов, смол и асфальтенов, накоплению их в призабойной зоне, что тоже снижает коэффициент продуктивности скважин.

В результате действия указанных факторов в процессе эксплуатации проницаемость снижается в 2 раза и более по сравнению с первоначальной. Для восстановления первоначальной проницаемости и гидродинамической

связи пласта со скважиной применяются различные способы интенсификации скважин. Гидроразрыв пласта (ГРП) считается на сегодня самым эффективным методом для повышения производительности скважин, хотя он является дорогостоящим и требует привлечения сложного оборудования и спецтехники. В результате ГРП образующиеся трещины проходят через загрязненную часть ПЗП и увеличивают площадь фильтрации для жидкости. Кроме ГРП широко применяются соляно-кислотные обработки, промывка ПАВ, термодинамические, и т.д. В последнее время широкое распространение находят ударно-волновой и депрессионный методы очистки призабойной зоны пласта, которые требуют минимальных материальных и финансовых затрат [10].

3.3 Анализ преждевременных отказов УЭЦН

3.3.1 Определение причин отказов УЭЦН на скважине

Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой замену (или ремонт) подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть.

Расследованию и определению причин отказов подвергаются УЭЦН, не отработавшие гарантийный срок -180 суток импортные установки -365 суток. При этом принята следующая классификация ремонтов скважин:

- Затянувшийся ремонт - УЭЦН не запускалась в работу после монтажа;
- Повторный ремонт - УЭЦН не отработала 2 суток после первого запуска;
- Преждевременный ремонт - УЭЦН не отработала от 2 до 30 суток;
- Преждевременный ремонт - УЭЦН не отработала от 30 до 180 (365) суток;

Оборудование УЭЦН, провисевшее в скважине после отказа три и более месяца комиссией не рассматривается. Причины отказов установок,

отработавших более 180 (365) суток, расследуются технической службой ООО ЭПУ «Сервис», Shlumberger при необходимости определения наработки отдельных узлов или деталей, либо по другим исследовательским причинам [8].

Подъем оборудования УЭЦН и расследование причин отказа его производится в следующих случаях: Решение о подъеме УЭЦН принимается ведущим технологом УДНГ по согласованию с ПТО НГДП. Подъем оборудования УЭЦН и демонтаж производится в соответствии с Инструкцией на монтаж - демонтаж УЭЦН.

Расследованию и определению причин отказов подвергаются все УЭЦН отработавшие менее 180 (365) суток (в дальнейшем преждевременный отказ) исключением могут быть установки, остановленные по геолого-техническим мероприятиям.[9]

В ГТМ входят:

- Остановка скважины для оптимизации ее режима работы из-за снижения продуктивности скважины, перевод на другой способ эксплуатации; -
- Остановка для проведения ГРП, интенсификации, оптимизации, перевода в ППД и в другие категории, в консервацию или ликвидацию; обводнение продукции, определение герметичности эксплуатационной колонны;
- Другие виды ГТМ (исключение ППР планово предупредительные ремонты, которые следует считать отказом).

Расследованию подвергаются все без исключения узлы УЭЦН с преждевременными отказами поступившие со скважин. При этом отказы классифицируются:

по длительности работы УЭЦН в скважине:

- Затянувшиеся отказы (включают отказы, при которых отказ УЭЦН произошел после монтажа и в процессе спуска в скважину до кнопочного запуска);
- Отказы на выводе (отказ УЭЦН произошел в процессе вывода скважины на режим);
- Преждевременные отказы (УЭЦН отработал менее 180 суток с момента запуска);

по причине остановки УЭЦН:

- R-O - остановка по сопротивлению изоляции системы «кабель-ПЭД» ниже нормы 0,2 кОм;
- Клин - остановка по невозможности запустить погружное оборудование из-за неразворота рабочих органов;
- Нет подачи - остановка из-за отсутствия подачи жидкости на устье скважины;
- Снижение производительности - остановка из-за снижения дебита жидкости на устье по вине погружного оборудования ниже допустимых пределов, при которой эксплуатация данного оборудования в длительном режиме невозможна (работа за пределами рабочего диапазона) или нецелесообразна (неэффективное использование данного оборудования);
- Отсутствие звезды - обрыв в цепи питающей ПЭД ("отсутствие звезды");
- Геолого-Технические Мероприятия – остановки не связанные с выходом из строя узлов УЭЦН (ИДН, ГРП, ППД, ГФР, КРС, и т.д. [исключение ППР]);
- АВАРИИ.

Во всех случаях определяется техническое состояние УЭЦН поступившей со скважины, заполняется ремонтный журнал и эксплуатационный паспорт поднятой установки. В случае выхода из строя узла УЭЦН, его техническое состояние обязательно нужно соотнести с режимом эксплуатации и прочими скважинными условиями.

Основной документ расследования причины отказа УЭЦН - эксплуатационный паспорт, а также акты этапов комиссионных разборов оборудования, информации с контроллеров и блоков регистрации СУ. При необходимости могут быть использованы иные документы, обеспечивающие дополнительную информацию о технологии ремонта скважины, режима её работы, исследований, дефектовки узлов и т.д. При затруднении определения истинной причины отказа принимается решение о дорасследовании причины отказа на следующем «Дне Качества» с учетом предоставленной необходимой информации. В случае не заполнения раздела эксплуатационного паспорта УЭЦН, влияющего на определение истинной причины отказа, виновником отказа УЭЦН определяется сторона, отвечающая за данный раздел.[8]

Результаты разборки узлов УЭЦН в цехе ремонта отражаются в эксплуатационном паспорте и в акте с росписью представителей ЭПУС, Общества, ТКРС, участвовавших в разборе установки. За 1 (одни) сутки до начала комиссионной разборки узлов УЭЦН в цехе ремонта ЭПУС служба технического контроля извещает службы Заказчика и сервисных предприятий. В случае неявки по извещению представителей Заказчика и сервисных предприятий на расследование ЭПУС проводит его самостоятельно, с отметкой об этом в эксплуатационном паспорте или акте комиссионного разбора.

3.3.2 Анализ причин отказов УЭЦН месторождения X

Рассмотрим причины преждевременных отказов УЭЦН на примере фонда скважин месторождения X (рисунок 3.1).

Анализ причин выхода из строя УЭЦН на месторождении X за 2017-2019 гг показал, что основная часть отказов происходит по причине коррозии, что вызвано коррозионной активностью продукции скважин. Коррозия на месторождении X протекает по углекислотному механизму,

обусловлена интенсивными отборами жидкостей и низкими пластовыми давлениями, в связи с чем происходит ранняя сепарация газа в ПЗП и трубе, это и является одним из ключевых факторов, побуждающих коррозию. Обводненность продукции в скважине и вода, также является коррозионно активной. Основным видом коррозионных повреждений скважинного оборудования является локальная коррозия внутренней поверхности НКТ. Коррозионный износ НКТ и элементов подвески составил 31%, коррозия секций насоса – 10%.



Рисунок 3.1 – Отказы по причинам за 2017-2019 гг.

По состоянию на 01.10.2019 г. 56 скважин коррозионного фонда защищаются от коррозии. Охват проблемных скважин процессом защиты составляет 100% (Рисунок 3.2).

Тип защиты:

- НКТ с внутренним защитным покрытием – диффузионно-цинковое покрытие, дельта 5+, ТС3000F;
- Протекторы коррозии УЭЦН ПП-120;
- Дозирование ингибиторов коррозии посредством УДР;
- ОПИ ингибитора комплексного действия АЗОЛ.

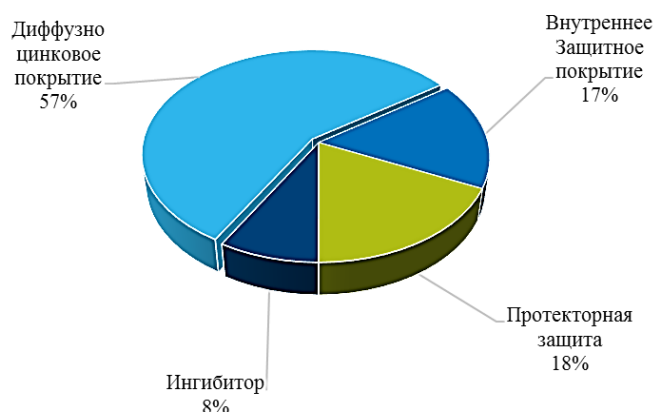


Рисунок 3.2 – Охват защитными мероприятиями коррозионного фонда

Механизм «Отказ кабельной линии» представляет значительную часть отказов УЭЦН – 23%, происходит это из-за снижения изоляции погружной кабельной линии. Данный вид отказа характеризуется оплавлением, прогаром погружного кабеля и удлинителя в результате ресурсного износа кабельной линии, иногда перегрева в результате высоких рабочих температур в интервале оплавления погружного кабеля.

Отказов по причине «Отказ ПЭД» - 15%, сюда входят такие необратимые процессы, как старение и разрушение изоляции электродвигателя, нарушение герметичности гидрозащиты, повреждение элементов ПЭД (слом вала, коррозия корпуса и т.п.), другие процессы, приводящие к отказу функционирования ПЭД.

Засорения механическими примесями составляет 8%. Данный вид отказа происходит из-за интенсивного выноса частиц из пласта, что является следствием проведения гидроразрыва пласта на месторождении, а также избыточной депрессии на пласт. Также часть механических примесей может осаждаться на рабочих органах погружных насосов, что нарушает нормальный режим работы погружного оборудования.

Солеотложения также являются проблемой при эксплуатации скважин месторождения, 5% отказов произошла по этой причине. По вине солеотложений происходит заклинивание насоса, а также снижение или

прекращение подачи (при отложении солей на приемной сетке насоса). Для мероприятий предотвращения образования солей применяются ингибиторы солеотложения (ИС) – Акватек-525Е.

По состоянию на третий квартал 2019 г. на месторождении проводится ОПИ трех ингибиторов:

- Kaltsol (ингибитор комплексного действия);
- Новисол (солеотложения);
- АЗОЛ (комплексный).

Диаграмма по причинам отказавших узлов УЭЦН, выявленным в результате демонтажа представлена на рисунке 3.3.

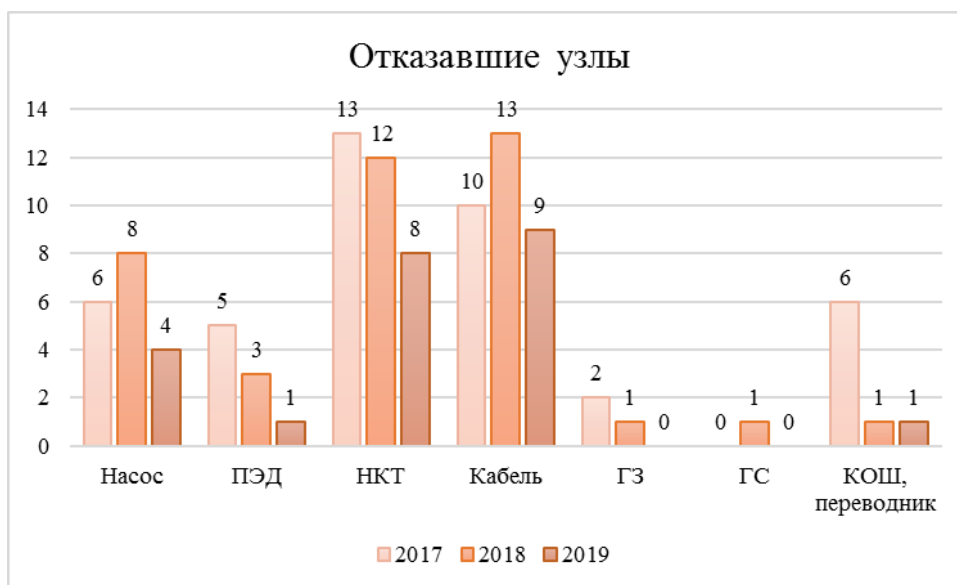


Рисунок 3.3 – Динамика отказов по и узлам за 2017-2018 гг.

Полет (слом корпуса ловильной головки, слом корпуса ПЭД и т.д.) является одной причин отказов для скважин месторождения Х. Таким образом в 2017 году по этой причине произошло 4 аварии: НКТ-2, УЭЦН-1, Переводник-1, процент аварийности составил – 0,34 %, и в 2018 году так же 4 аварии: 1 - по верхней секции ЭЦН, 1 – по телу газосепаратора, 1 – фланцевое соединение ЛГ – верхняя секция ЭЦН, 1 – брак СПО, процент аварийности – 0,33 %. В 2019 году 1 авария НКТ.



Рисунок 3.4 – Динамика аварий НКТ, УЭЦН и удельного показателя аварийности за 2017-2018 гг.

Были проведены следующие мероприятия по снижению аварийности:

- При обводненности более 90% спуск компоновки с входным модулем, или входной модуль + диспергатор;
- Спуск алюминиево-магниевых протекторов коррозии;
- Применение НКТ с термо-диффузионноцинковым покрытием;
- Применение стриммеров.
- Расчет страгивающих нагрузок при составлении компоновки НКТ перед спуском.

3.4 Показатели эффективности работы скважинного оборудования на месторождении X

3.4.1 Анализ наработки на отказ

Наработка на отказ характеризует среднюю работоспособность скважинного оборудования с момента запуска до отказа.

Расчет наработки на отказ (Нотк) производится по формуле:

$$H_{отк} = \sum T_i / \sum N_i, \text{ сут. где: } \sum N_i - \text{ суммарное количество отказов скважинного оборудования за отчетный период, шт.}$$

ΣT_i – суммарное отработанное отказавшим (ΣN_i) скважинным оборудованием время с момента пуска скважины в работу до отказа, сут.

Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой замену (или ремонт) подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть. К отказам также относятся: первые отказы после бурения, ремонты по устранению аварий со скважинным оборудованием (аварии с насосами, НКТ), отказы по причине отложения в насосах или НКТ солей, парафина, гидратов, засорения насосов механическими примесями.

В отказах не учитываются:

- геолого-технические мероприятия (ГТМ)
- смена, ремонт, ревизия устьевого и наземного оборудования
- исследования скважин
- остановки по геологическим причинам (100% обводнение пластовой или посторонней водой и т.п.)
- остановки по технологическим причинам (на подачу электроэнергии со стороны энергосбытовых предприятий и т.п.)
- остановка в связи с принятием решения о переводе скважин в другие категории (под нагнетание, поглощение, в контрольные, пьезометрические, водозаборные, в консервацию, ликвидацию и т.п.).

Восстановление работоспособности скважинного оборудования без его подъема на поверхность не считается отказом. Нарботка на отказ рассчитывается отдельно по способам эксплуатации. Расчет наработки на отказ ведется раздельно для скважин, эксплуатируемых отечественным и импортным оборудованием.[8]

Показатели наработки на отказ за 2017-2019гг. месторождения X показаны на рисунке 3.5.

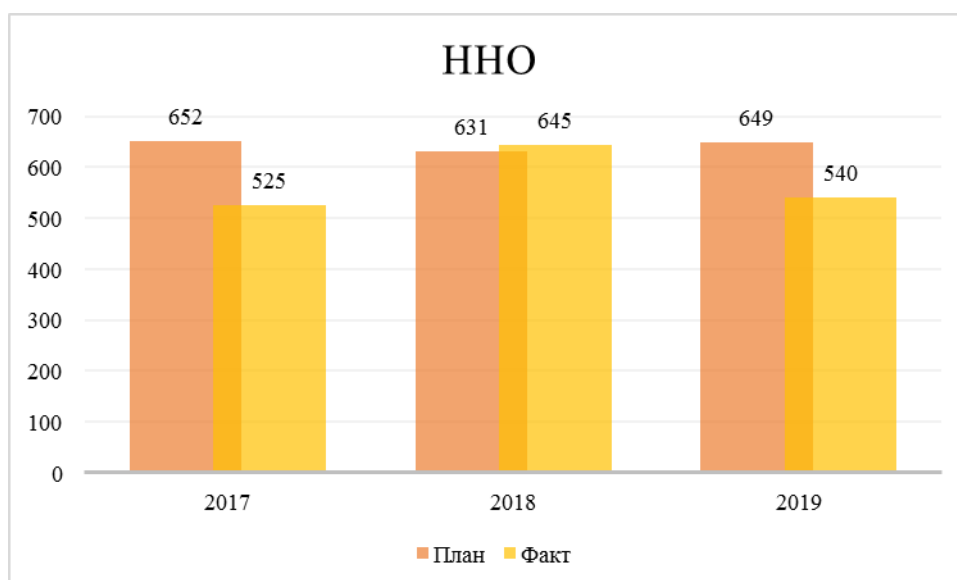


Рисунок 3.5 – Нарботка на отказ по месторождению X за 2017-2018гг.

Согласно диаграмме фактический показатель наработки на отказ по месторождению X за 2017 год ниже планового на 127 суток, а наработка на отказ за 2018 год выросла в 1,2 раза составила 645 суток. За 2019 год ННО так же, как и в 2017 году ниже на 109 суток. В целом по месторождению в 2019 году наблюдается уменьшение наработки по сравнению с предыдущим годом, это может быть связано с уменьшением количества отказов.

3.4.2 Межремонтный период

Межремонтный период определяется по действующему фонду скважин, по способам эксплуатации по месторождениям, как в масштабе УДНГ, так и в целом по ДО и Компании. Расчёт МРП работы скважин производится за скользящий год, а также за месяц. При расчёте МРП работы скважин пользуются формулой:

$$\text{МРП} = T / N, \text{ сут.}$$

где T, [сут.] – суммарное отработанное время с момента вывода на режим внутрискважинного оборудования до момента его отказа.

N, [шт.] – Количество отказов скважинного оборудования за отчётный период (месяц, скользящий год).

При подсчёте МРП учитываются скважины, остановленные по ППР, и не учитываются ГТМ и остановки по геологическим и технологическим причинам. Учёт работы и отказов ведётся отдельно по каждой скважине, независимо от способа эксплуатации или вида эксплуатационного оборудования. Данные о работе, остановках и отказах скважины, наряду с другими показателями работы, фиксируются в журнале учёта работы скважины. Отказы учитываются в том месяце, когда они произошли, вне зависимости от того рассмотрена ли до конца причина отказа. Дочернее общество по данным, полученным от всех ,УДНГ, составляет сводные данные МРП работы скважин по способам эксплуатации.

В отличие от показателя наработки на отказ МРП учитывает не только отказавшие установки, но и установки ЭЦН, безотказно работающие на конец отчетного периода, поэтому показатель МРП корректнее.

Рассмотрим показатели МРП за 2017-2019 гг. (рисунок 3.6).

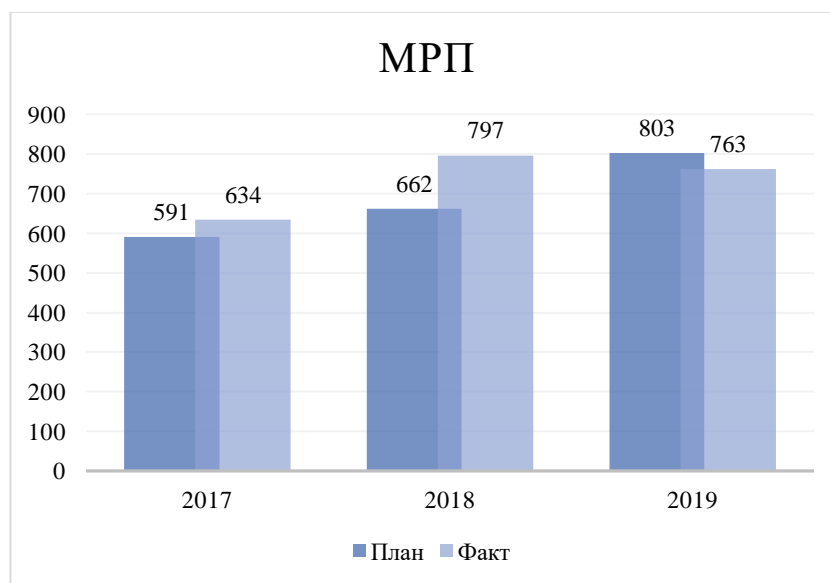


Рисунок 3.6 – Межремонтный период скважин месторождения X за 2017-2019 гг.

Таким образом, межремонтный период скважин месторождения X на 01.10.2019 года составляет 763 суток. Подобные показатели являются достаточно высокими для месторождения, так как гарантийный срок составляет для оборудования отечественного производства 180 суток и для импортного 365 суток. В целом наблюдается уменьшение межремонтного

периода по сравнению с предыдущим годом, это говорит о том, что на месторождении увеличилось число отказов УЭЦН.

3.5 Мероприятия и рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин

Снижение отказов по причине засорение мехпримесями:

- Закуп и внедрение насосов ЭЦН в износостойком исполнении. Организовать использование новых комплектов УЭЦН при освоении новых скважин из бурения и стимулированных ГРП;
- Закуп и внедрение обратных клапанов КОШ-73 со шламоуловителем (шламовая труба ТШБ 42х73) по фонду скважин осложнённых повышенным содержанием мехпримесей (более 100 мг/литр);
- Закуп и внедрение фильтров-насадок от мехпримесей STRONG ФНТ-75-150-4500- 85-НКТ-73-Н по фонду скважин осложнённых повышенным содержанием мехпримесей;
- Закуп забойных фильтров ФС-73х30х3000 и внедрение их в комплекте с пакерами ЗПОМ-Ф на скважинах ЧРФ осложнённых повышенным содержанием мехпримесей;
- Закуп забойных пакеров ЗПОМ-Ф-122-700 и внедрение их в комплекте с забойными фильтрами ФС-102х30х3000 по фонду скважин ЧРФ осложнённых повышенным содержанием мехпримесей;
- Закуп и внедрение входных модулей ЖНШ от мехпримесей на скважинах ЧРФ осложнённых повышенным содержанием мехпримесей (производство ООО «НОВОМЕТ»).

Снижение отказов по причине солеотложения:

- Определить по действующему фонду УЭЦН солеосложненный;
- Фонд скважин для адресного распределения мероприятий по предотвращению отказов

- Организовать контроль применения в УДНГ УДЭ (дозирование хим. реагента) на скважинах осложнённых солеотложениями;
- Обеспечить при запуске и выводе на режим УЭЦН в скважинах с УДЭ закачку в 86 кольцевое пространство ударную дозировку ингибитора;
- Закачка в пласт большеобъёмных ингибирующих композиций SQUEEZE;
- Провести закуп и внедрение погружных контейнеров для предотвращения солеотложений (конструкция "контейнер-насадка с ингибитором + ПЭД") производства ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь»;
- Обеспечить добавление в раствор глушения ингибиторов солеотложений при глушении скважин осложнённых солеотложениями и на скважинах с раствором плотностью выше 1,05 г/см³;
- Обеспечить контроль при подготовке растворов глушения с ингибитором;
- Применение ЭЦН со ступенями ЖКП (жидкокристаллический полимер) ;
- Организовать отбор проб твёрдых отложений с узлов УЭЦН при демонтаже и передачу их в лабораторию;
- Удаление солеотложений с помощью кислотных обработок с ЭПО;
- Покрытие рабочих органов ЭЦН полимерами с низкой адгезией к солям.

Снижение отказов по причине необеспечен приток:

- Обеспечить на скважинах категории «Кандидаты на ИДН в ГТМ» проведение дополнительных исследований (замеры пластовых давлений и отжатия Нд);
- Увеличение парка Частотных преобразователей (СУ-630ЧРФ12ТОВ2 и СУ1000ЧРФ12ТОВ2);

- Провести закуп исследовательских приборов "СУДОС-МК" и "СУДОС-мини 2" с генераторами акустических импульсов. Провести распределение по Цехам ДНГ с учётом действующего фонда и его осложнённости;
- Обеспечить определение целесообразности проведения ремонтов на скважинах низкодебитного фонда (с дебитом по нефти до 2 тонн/сут). Постановку бригады ТКРС на скважины низкодебитного фонда не производить без расчёта экономической эффективности;
- Установка програмных ячеек на СУ типа ШГС и установка жесткой программы откачка, восстановление по программной ячейке на фонде АПВ.

Снижение отказов по причине негерметичность НКТ:

- Закуп НКТ различной номенклатуры для обновление парка по приоритетным месторождениям;
- Обеспечить создание резерва подвесок новых и ремонтных НКТ на месторождениях в объёме одного месячного запаса;
- Произвести закуп и внедрение опрессовочных клапанов для НКТ-102мм и НКТ114мм
- Контроль за спусками УЭЦН на НКТ с количеством СПО соответствующим требованиям.
- Обеспечить бригады защитными колпачками на НКТ для сохранения резьбовых соединений.

Предупреждение отказов по причине механического повреждения кабеля:

- Закуп и применение при спуске УЭЦН в скважину протекторов для НКТ 60мм, 73мм, 89мм, 102мм, 114мм с муфтами;
- Закуп и применение при спуске УЭЦН протектолайзеров;
- Разработать и внедрить «КАРТУ спуска УЭЦН» регулируемую скорость спуска в зависимости от кривизны ствола скважины;

- Обеспечить 100% контроль за центровкой мачты подъемного агрегата силами супервайзеров УСТиС;
- В случае частых мех.повреждений в определенной скважине повторно прописывать инклинометрию;
- Обеспечить контроль за спуском шаблона при заглублении или смене габарита УЭЦН.

Снижение отказов по причине высокий газовый фактор и высокая температура пласта:

- Закуп и применение термостойких ПЭД с телеметрической системой (ТМС) в комплекте с термостойкой Гидрозащитой;
- Провести замер температур на выкиде из насоса при рабочей скважине различных типоразмеров на различных глубинах, выработать критерии расчета комплектации кабельных линий с учетом проведенных исследований;
- Закуп и применение термостойкого кабеля (температура 230гр.) для изготовления удлинителей Направленные на предотвращение отказов по причине парафиноотложения;
- Обеспечить удаление парафиноотложений с внутренних стенок НКТ с помощью скребков-центраторов;
- Обеспечить контроль за работой АДП Снижение отказов УЭЦН фонда АПВ и фонда с нестабильным электроснабжением;
- Увеличение парка Станций Управления с плавным пуском СУ-630ППТОВ2;
- Обновление парка трансформаторов ТМПН;
- Обеспечить на этапах «демонтаж ЭПО» и «разбор ЭПО на базах» определение состояния, разбор Дополнительного оборудования, новых узлов ЭПО и качественное расследование причины отказа;
- Приобретение тепловизоров - проведение ППР по результатам тепловизоров, контроль за проведением ППР в целом.[11]

СНИЖЕНИЕ ОТКАЗОВ УЭЦН ПО СУБЪЕКТИВНЫМ ПРИЧИНАМ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА РАБОТ

- Создать в структуре Службы РФСиПК Отдел Качества имеющего в своём составе два сектора (Сектор по повышению качества работ и Сектор контроля за разборами ЭПО, в данный сектор подготовить штат специалистов которые будут участвовать в комиссионных разборах УЭЦН.
- Создать в структуре УДНГ дополнительно Сектор по работе с новым оборудованием и технологиями (численность 3 чел.).
- Обеспечить проведение выездных совещаний с работниками и специалистами УДНГ по теме «Методы снижения субъективных причин отказов УЭЦН».
- Обеспечить проведение проверок по соблюдению технологическими службами УДНГ действующих Регламентов.
- Организовать проверки Сервисных предприятий, оказывающих услуги по обслуживанию ЭПО, по соблюдению технологических процессов и качества выполняемых работ.
- Провести закуп БСИ и программного обеспечения для СУ «ЭЛЕКТОН», АлСУ, НЭК, для специалистов-супервайзеров УСТиС и технологических служб УДНГ. Провести обучение специалистов технологических служб УДНГ навыкам работы на программе по расчёту-подбору УЭЦН к скважинам Контроль за соблюдением технологии и исполнения договорных отношений.
- Организовать работы по рассмотрению и согласованию технологических процессов на ремонт узлов УЭЦН и технологических процессов по входному контролю продукции, проводимых Сервисными предприятиями ООО «ЭПУ-Сервис» и ЗАО 89 «АЛНАС-Н».

- Обеспечить контроль за качеством проведения технологических операций работниками баз ЭПУС силами полевых супервайзеров на скважинах.
- Обеспечить контроль за внедрением на месторождениях нового ЭПО и технологий при эксплуатации мехфонда.
- Разработать и внедрить схему проведения ремонта дополнительного оборудования для Установок ЭЦН извлекаемого после отказов (фильтра-насадки ЖНШ, ФЭЦН, забойный фильтр ФС, ШУМ, КОШ-73, контейнер ПСК, фильтра STRONG и т.д.).
- Организовать контроль над созданием Сервисными предприятиями резерва комплектов ЭПО и готовых кабельных линий в объеме неснижаемого запаса.

3.6 Дополнительный комплекс мероприятий направленных на повышение показателей МРП и СНО

Повышение МРП и СНО ЭЦН на месторождении связано с выполнением в полном объеме мероприятий и реализацией в настоящее время на промысле дополнительного комплекса мероприятий, включающих:

- проведение на скважинах, осложненными выносом мехпримесей, контрольных отбивок текущего забоя, очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) с применением установки гидроимпульсного воздействия (УГИВ), очистка ПЗП с УГИВ с пакером, спуск пера с промывкой скважины и отбором глубинных проб на КВЧ;
- очистку ствола скважины путем скрепперования внутренней поверхности НКТ с последующей промывкой;
- внедрение безостановочной технологии вывода на режим УЭЦН малых типоразмеров (от 18 до 70 м³/сут);
- долив в скважину ингибитора солеотложения перед запуском УЭЦН в работу.

Положительное влияние на показатели эксплуатации насосного оборудования оказывает применение нового подземного оборудования – насосов в износостойком исполнении, освинцованных удлинителей, термостойких вставок в кабельных линиях, шламоуловителей. Применение импортных ЭЦН с вариаторами частоты обеспечивает плавное увеличение депрессии на пласт и предотвращает залповые выносы мехпримесей. Очевидно, что существенно влияет на улучшение показателей эксплуатации работа с проблемными скважинами в индивидуальном порядке, включающая разработку и внедрение индивидуальных мероприятий по снижению ЧРФ. Следует учитывать, что при интенсивных отборах пластовое давление будет заметно снижаться.

3.7 Рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин месторождения X

Кроме запланированного комплекса мероприятий по повышению эффективности работы насосных установок можно порекомендовать применение комплексного привода на базе вентильного электродвигателя с системой телеметрического контроля и регулирования параметров работы насосной установки для адаптации ее характеристики к параметрам скважины.

Привод работает в комплекте с насосами, кабельными линиями, и трансформаторами, используемыми в составе обычных УЭЦН с асинхронными погружными электродвигателями типа ПЭД. Диапазон регулирования частоты вращения электродвигателя – 500- 3500 об/мин.

По сравнению с традиционными асинхронными ПЭД вентильные двигатели обладают целым рядом характеристик, делающих их применение привлекательным с экономической точки зрения. Использование вентильного электродвигателя в качестве привода УЭЦН позволяет изменять частоту вращения вала в расширенном диапазоне, а значит максимально оперативно реагировать на изменение дебита скважины и динамического

уровня без производственных остановок и проведения спуско-подъемных операций. Принципиальное отличие вентильных двигателей от серийных асинхронных ПЭД заключается в возможности регулирования частоты вращения за счет изменения силы тока, в то время как скорость вращения асинхронного двигателя можно регулировать, лишь изменяя частоту тока с помощью частотных преобразователей. Таким образом, более простая конструкция вентильного электродвигателя позволяет регулировать частоту оборотов без применения дополнительного дорогостоящего оборудования – частотно-регулируемых приводов (ЧРП).

Значение КПД вентильного электродвигателя гораздо выше – более 90%, и оно почти не изменяется при колебаниях напряжения питающей сети, а также при изменении нагрузки на привод, за счет более высокого КПД вентильные электродвигатели меньше перегреваются, что увеличивает ресурс изоляционных материалов и позволяет сократить количество отказов по причине оплавления кабеля в месте кабельного ввода.

Анализ результатов ревизии узлов УЭЦН, подвергшихся расчленению и «полетам», показывает, что основной причиной разрушений является вибрация под воздействием возмущающей силы, возникающей в центробежных насосах в результате износа радиальных опор рабочих органов в абразивной среде, и химической коррозии.

Радикальным техническим решением снижения нагрузок на опорные поверхности рабочих органов ЭЦН, снижения амплитуды вибрации и величины возмущающей силы является установка в насосе промежуточных подшипников, износостойких в абразивной среде с твердостью частиц до 7 баллов по Моосу. Использование насосов с двухопорными ступенями существенно снижает количество отказов и повышает наработку на отказ. В тоже время стоимость таких насосов существенно выше и ремонт их требует больших затрат высококвалифицированной рабочей силы. Такие насосы могут быть рекомендованы в первую очередь для высокодебитных

низкообводненных скважин, простой которых существенно снижает суммарную добычу нефти.

В целом, применение механизированной добычи для условий месторождения X является оптимальным способом подъема жидкости в скважинах. Дальнейшая стабилизация работы электроцентробежных насосов на месторождении возможна при расширении комплекса работ по исследованию скважин, корректному подбору ЭЦН в соответствии с продуктивностью скважин и уточненными физикохимическими свойствами флюидов, расширении использования износостойкого оборудования, способного работать в интенсивных условиях эксплуатации, а также в результате выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Экономическая эффективность от проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта

Одним из основных приоритетов повышения прибыли предприятия является максимизация эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин, что, в последствии, приводит к увеличению эффективности добычи нефти. Однако в связи с осложнениями, возникающими при эксплуатации скважин, не всегда возможно решить эту задачу. Соответственно, проводя мероприятия по борьбе с такого рода осложнениями, эффективность эксплуатации механизированного фонда скважин может быть увеличена.

К описываемым осложнениям относится падение продуктивности скважин, вызванное снижением проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Применение кислотных обработок ПЗП, в частности, солянокислотная обработка (СКО) и глинокислотная обработка (ГКО), является одним из самых эффективных и распространённых методов борьбы с выделенным осложнением.

Внедрение мероприятий по кислотной обработке призабойной зоны в процесс добычи нефти по скважине, участку или месторождению сопровождается изменениями следующих технологических показателей в течение определенного периода:

- добычи нефти (ΔQ_n , тыс. т);
- добычи жидкости (ΔQ_j , тыс. т);
- обводненности добываемой продукции.

Изменение добычи нефти (увеличение) при внедрении мероприятий возможно за счет:

- снижения обводненности продукции при сохранении уровня добычи жидкости на том же уровне;

- увеличения добычи жидкости.

В основном расчёт экономической эффективности производится по методам: для единичной скважины (на который было проведено мероприятие), и для всех скважин (на которых было проведено мероприятие) за год, после проведения обработки.

Данные, необходимые для проведения расчёта экономической эффективности, представлены в таблице 4.1.

Объём внедрения КО (количество проведённых кислотных обработок), объём добычи нефти до проведения КО и объём добычи нефти после проведения взяты с производственных данных за 2019 год.

Товарная стоимость нефти, себестоимость нефти до и после проведения КО приведены в экономической сводке.

Общие затраты на проведение КО, условно-переменная часть расходов в себестоимости нефти и специальный норматив удельных приведенных затрат учитывают множество трат (на транспорт; услуги подрядных организаций; материалы, оборудование, горюче-смазочные материалы; подготовительно-заключительные работы по скважинам; на исследование скважин до и после воздействия на призабойную зону скважин; на монтаж и демонтаж оборудования для проведения обработки; на осуществление закачки реагента; электроэнергия и другие) указанные в методических указаниях, которые основаны на данных с нормативных документов.

Эти затраты осуществляются в течение одного года и в полном объеме учитываются в эксплуатационных расходах. Кислотные обработки проводятся с применением существующего нефтепромыслового и геофизического оборудования без дополнительных капитальных вложений. Остальные данные можно вычислить, основываясь также на методических.

Затраты на проведение единичной КО рассчитываются по формуле:

$$З = З_{\text{общ}} \cdot N, \text{ тыс. руб./ скважино-операция} \quad (3)$$

где, $Z_{\text{общ}}$ – общие затраты на проведение КО, тыс. руб.;

N – объём внедрения КО, скважино-операций.

Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО на всех скважинах рассчитывается следующим образом:

$$\Delta Q_{\text{н}} = Q_{\text{н2}} - Q_{\text{н1}}, \text{ тыс. т} \quad (4)$$

где, $Q_{\text{н1}}$ – объём добычи нефти до проведения КО, тыс. т;

$Q_{\text{н2}}$ – объём добычи нефти после проведения КО, тыс. т.

Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на единичную скважину) можно рассчитать по формуле:

$$\Delta Q_{\text{н1об}} = \Delta Q_{\text{н}} \cdot N, \text{ тыс. т} \quad (5)$$

где, $\Delta Q_{\text{н}}$ – объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на всех скважинах), тыс. т;

N – объём внедрения КО, скважино-операций.

Расчет изменения эксплуатационных расходов и дополнительных единовременных затрат, вызванных внедрением мероприятия, производится по фактическим данным за расчетный год.

Таблица 2.1 – Параметры для расчёта экономической эффективности от проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта

Параметры	Обозначение	СКО	NaOH
Объём внедрения КО, скважино-операций	N	145	83
Стоимость нефти (товарная), руб./т	$C_{\text{н}}$	28500	28500
Общие затраты на проведение КО, тыс. руб.	$Z_{\text{общ}}$	8081,4	5060,0
Затраты на проведение единичной КО, тыс. руб./скважино-операция	Z	55,7	61
Условно-переменная часть расходов в себестоимости нефти, руб./т	УПР	8083,5	8083,5
Себестоимость нефти до проведения КО, руб./т	C_1	15850	15850
Себестоимость нефти после проведения	C_2	15850	15850

КО, руб./т			
Специальный норматив удельных приведенных затрат, руб./т	Н	53	57
Объём добычи нефти до проведения КО, тыс. т	$Q_{н1}$	1686,9	1939,2
Объём добычи нефти после проведения КО, тыс. т	$Q_{н2}$	1693,6	1942,5
Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на всех скважинах), тыс. т	ΔQ_n	6,7	3,3
Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на одну скважину), тыс. т	$\Delta Q_{н1об}$	0,046	0,040

Экономический эффект от обработки одиночной скважины оценивается по формуле:

$$\mathcal{E}_{1об} = C_n \cdot \Delta Q_{н1об} - УПР \cdot \Delta Q_{н1об} - 3, \text{ тыс. руб.} \quad (6)$$

где $\Delta Q_{н1об}$ – объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на одну скважину), тыс. т;

C_n – стоимость нефти (товарная), руб./т;

УПР – условно–переменная часть расходов в себестоимости нефти, (51% от себестоимости нефти), руб./т;

3 – затраты на проведение мероприятия, руб.

Расчет годовой экономической эффективности, после проведения кислотных обработок, проводится по формуле:

$$\mathcal{E}_г = C_2 \cdot Q_{н2} - C_1 \cdot Q_{н1} - Н \cdot \Delta Q_n, \text{ тыс. руб.} \quad (7)$$

где $Q_{н1}$ и $Q_{н2}$ – объём добычи нефти до и после проведения, тыс. т;

ΔQ_n – дополнительная добыча нефти, тыс. т;

C_1 и C_2 – себестоимость добычи нефти до и после проведения мероприятия, руб./т;

Н – специальный норматив удельных приведенных затрат на 1 т дополнительной добычи нефти, руб./т.

Таблица 4.2 – Показатели эффективности проведения кислотных обработок

Параметры	Обозначение	СКО	NaOH
Удельный экономический эффект (на одну скважино-операцию), тыс. руб.	$\Xi_{1об}$	883,4	735,7
Годовой экономический эффект, тыс.руб.	Ξ_r	128023	61063,1

Расчет чистой прибыли от проведения обработки кислотными композициями основан на принципе расчета выручки от реализации товарной продукции (дополнительной добычи нефти), которая определяется следующим образом:

$$\text{ЧП} = \Xi_r - \text{НДПИ} \cdot \Delta Q_n - \frac{N_{\text{п}} \cdot \Xi_r}{100\%} - Z_{\text{общ}}, \text{ тыс. руб.} \quad (8)$$

где, НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых (919 руб/т в соответствии с подп. 21 п. 1 ст. 342 НК РФ);

$N_{\text{п}}$ – налог на прибыль (20% от экономической эффективности), %;

$Z_{\text{общ}}$ – общие затраты на проведение кислотных обработок, тыс. руб.

Таблица 4.3 – Чистая прибыль после кислотной обработки

Параметр	СКО	NaOH
Чистая прибыль, тыс. руб.	70008,94	33174,83

Выводы по разделу

В данном разделе была рассчитана экономическая эффективность и чистая прибыль предприятия от проведения одного из мероприятий по борьбе с осложнениями на месторождения X - кислотной обработки призабойной зоны пласта. Удельный экономический эффект от солянокислотной обработки единичной скважины составил 883,4 тыс. руб., а от щелочной обработки 735,7 тыс. руб. Годовой экономический эффект после СКО вышел 122110,8 тыс. руб., что больше, чем после NaOH (56696,9 тыс. руб). При использовании СКО на 168 скважинах чистая прибыль составила 81210,37 тыс. руб., а при NaOH на 92 скважинах – 36492,31 тыс. руб.

По итогу проведённых расчетов необходимо отметить, что проведение данного мероприятия приносит значительный экономический эффект, следовательно, можно рекомендовать проведение солянокислотных и щелочных обработок для улучшения технико-экономических показателей деятельности предприятия. Однако, стоит отметить, что выбор технологии обработки призабойной зоны пласта ведётся с учётом ряда факторов (типа пласта, минералогического состава пород, его загрязнённости, пористости, проницаемости, пьезопроводности, а также других литологических и фильтрационно-емкостных свойств), в связи с их значительным влиянием на эффективность проводимой кислотной обработки, и как следствие, на потенциальную экономическую эффективность проводимого мероприятия.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Введение

В данной работе проводится анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин на X нефтяном месторождении, выявляются основные проблемы и осложнения, сопряжённых с данной деятельностью и предлагается комплекс мер, направленный на повышение показателей эффективности работы фонда скважин (в частности, МРП и ННО), и как следствие, разработки данного месторождения в целом.

Областью применения данного исследования является нефтяная промышленность на стадии добычи нефти, а в частности, фонд добывающих скважин месторождения X.

Исследуемый объект (месторождение X) в административном отношении находится на территории Парабельского района Томской области.

Работы по эксплуатации механизированного фонда скважин месторождения сопряжены с целым рядом опасных и вредных производственных факторов, а также могут привести к экологическому ущербу и чрезвычайным ситуациям техногенного характера, в связи с чем социальная ответственность предприятия, ведущего разработку месторождения, перед своими работниками, а также жителями, населяющими соответствующую территорию, является достаточно актуальной проблемой.

Данный раздел ВКР посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для жизни и работы операторов ДНГ, осуществляющих эксплуатацию механизированного фонда скважин на месторождении X, а также жителей местности, на которую данная деятельность, потенциально, может оказать влияние. В частности, рассматриваются требования промышленной безопасности, выявляются основные опасные и вредные факторы, сопряжённые с данным видом работ,

устанавливаются основные механизмы негативного воздействия на экологическое состояние на объекте производства и соответствующие меры по снижению данного воздействия, а также меры по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по эксплуатации механизированного фонда скважин месторождения Х, расположенного в Томской области, производятся вахтовым методом согласно Трудовому Кодексу РФ [21]. Особенность данного метода работы состоит в осуществлении обязанностей по трудовому договору вне места постоянного проживания работников, при этом ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания не может быть обеспечено.

Обязательными требованиями к работнику, выполняющему работы вахтовым методом – достижение возраста восемнадцати лет. К данному виду работ не допускаются лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, а также беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет.

В период вахты включается как время выполнения работ на объекте, так и время отдыха между сменами, но её продолжительность должна быть не больше одного месяца. График работы утверждает работодатель с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие. Согласно данному графику регламентируется время работы и время отдыха в пределах периода вахты.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, гарантируются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

В частности, для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

Согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», применение технических устройств (в частности, УЭЦН) должно осуществляться в соответствии с инструкциями по безопасной эксплуатации и обслуживанию, составленными заводами-изготовителями или эксплуатирующей организацией, техническими паспортами (формулярами). Инструкции по эксплуатации технических устройств и инструмента иностранного производства должны быть представлены на русском языке.

Технологические режимы ведения работ и конструктивное исполнение всех объектов (скважины, трубопроводы, замерные установки) должны исключить возможность образования взрывопожароопасных смесей.

Технологические системы, их отдельные элементы, технические устройства должны быть оснащены необходимой запорной арматурой, средствами регулирования и блокировки, обеспечивающими их безопасную эксплуатацию.

Для взрывопожароопасных технологических процессов должны использоваться системы противоаварийной защиты, противопожарной защиты и газовой безопасности, обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние, в случае критического отклонения от предусмотренных технологическим регламентом параметров.

Рабочие места операторов должны быть снабжены медицинскими аптечками, запасом чистой пресной воды, нейтрализующими компонентами: мелом, известью, хлорамином, 3% раствором соды; средствами пожаротушения (огнетушители, песок, кошма).

Выкидная линия от предохранительного устройства насоса должна быть жестко закреплена и выведена в сбросную емкость для сбора жидкости или на прием насоса. Вибрация и гидравлические удары в коммуникациях не должны превышать установленные нормы.

5.2. Производственная безопасность при эксплуатации механизированного фонда скважин

В соответствии с [12] один и тот же по своей природе неблагоприятный производственный фактор при различных характеристиках воздействия может оказаться либо вредным, либо опасным, а потому логическая граница между ними условна. Их классификация при эксплуатации механизированного фонда скважин приведена в таблице 1.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации механизированного фонда скважин

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах	-	+	+	ФНиП №116 от 25 марта 2014 года. Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением [20].
Повышенный уровень шума и вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [13]. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [19].
Повышенное значение напряжения в электрической цепи	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений

				прикосновения и токов [15].
Наличие токсических веществ в рабочей зоне	+	+	+	ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [14].

5.2.1. Анализ вредных производственных факторов

1) Повышенный уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах.

При превышении давления газа или жидкости в оборудовании над атмосферным, к такому оборудованию применяется термин «сосуды, работающие под давлением».

Очевидно, что при работе с такого рода сосудами, всегда существует потенциальная опасность, которая может повлечь за собой определённые последствия при несоблюдении соответствующих норм и правил.

В данном случае, речь идёт о Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г [20].

При работе с данными сосудами, критическим фактором могут оказаться

различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением, которые впоследствии, могут привести к разгерметизации системы.

Вследствие чего своевременный и качественный контроль необходим для обнаружения данных дефектов и предотвращения аварийных ситуаций. В частности, производятся внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

2) Повышенный уровень шума и вибрации.

Основным источником шума на кустовой площадке при эксплуатации механизированного фонда скважин являются работающие спускоподъемные механизмы и автотранспорт. Уровень шума колеблется от 30 до 96 дБА.

Шум оказывает негативное воздействие на органы слуха человека. В частности, внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать головокружение, звон в ушах, снижение слуха, а также физические повреждения (поражения среднего уха и улитки, разрыв барабанной перепонки с кровотечением).

Существуют определённые значения напряженности шума, превышение которых недопустимо. Данные значения, в зависимости от категории напряжённости трудового процесса, представлены в таблице 2.

Таблица 5.2 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА [13]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Путём конструкционных модификаций в оборудовании или изменения технологического процесса можно достичь снижения шума в источнике для достижения нормативных значений. В частности, практикуется создание условий бесшумной или малошумной работы станков, электродвигателей, компрессоров и других механизмов, замена

технологических ударных процессов безударными. Для устранения шума при трении сухих материалов применяют вязкие смазочные материалы.

Помимо этого, должны использоваться средства индивидуальной (наушники, шлемы и каски, специальные костюмы, противошумные вкладыши) и коллективной защиты работников (пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, установка кожухов и глушителей).

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [19] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц.

Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ варьируется от 30 до 96 дБ, что может превышать норму. Данная вибрация обусловлена работой спускоподъемных механизмов и автотранспорта. Практикуемые мероприятия по защите от вибрации описаны выше.

5.2.2. Анализ опасных производственных факторов

К опасным факторам при эксплуатации механизированного фонда скважин можно отнести повышенное значение напряжения и токсические вещества в рабочей зоне.

1) Повышенное значение напряжения.

Эксплуатация механизированного фонда скважин (в частности, скважин, оборудованных УЭЦН), а также работа систем освещения и различных датчиков характеризуется наличием напряжения в силовом кабеле. Станция управления и скважина, оборудованная ЭЦН, находятся на некотором расстоянии друг от друга, что увеличивает зону поражения электрическим током, так как часть кабеля проходит по поверхности.

При нахождении на кустовой площадке оператор (рабочий) может быть поражён током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток. При этом возможны необратимые нарушения функциональной деятельности жизненно важных органов

человека. Последствия воздействия тока в зависимости от его силы на организм человека приведены в таблице 3.

Таблица 5.3 – Воздействие различных сил тока на организм человека

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, затруднение дыхания
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибриляция сердца
>300	Паралич сердца

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены и занулены в соответствии с требованиями. На металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, должны быть конструктивно предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается символ «Заземление» [15].

2) Токсические вещества.

В процессе механизированной эксплуатации скважин рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Пары нефти и газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. При постоянном вдыхании нефтяного газа и паров нефти поражается центральная нервная система, снижается артериальное давление, становится реже пульс и дыхание понижается температура тела. Особую опасность для человека представляет сероводород, который нарушает доставку тканям кислорода, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей. Также к химическим веществам, оказывающих негативное влияние на рабочего, можно отнести различные

кислоты, используемые при обработке призабойной зоны пласта (плавиковая, соляная, уксусная кислота). Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций. Во время ремонта скважины при наличии в воздухе рабочей зоны нефтяных паров и газов, превышающих ПДК, необходимо заглушить скважину жидкостью необходимых параметров и качеств. Работы в загазованной зоне должны проводиться в противогазах.

Как уже было сказано, недопустимо превышение концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны над ПДК. Вредные вещества, наиболее характерные при эксплуатации механизированного фонда скважин, и их предельно допустимые концентрации указаны в таблице 4.

Таблица 5.4 – Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых веществ [14]

Показатели	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Сероводород	10	3
Углеводороды предельные C ₂ -C ₁₀	900	4
Метан	7000	4
Оксид углерода	20	4
Уксусная кислота	5	3
Плавиковая кислота	0,5	2
Соляная кислота	5	2

Как видно из таблицы, каждому веществу присуждается его класс опасности в зависимости от степени воздействия на организм [14]. В таблице 5 приведена данная классификация.

Таблица 5.5 – Классы опасности химических веществ

Класс опасности	Характер	ПДК, мг/м ³	Пример
1	Чрезвычайно опасные	<0,1	Свинец, ртуть
2	Высоко опасные	0,1-1	Хлор, серная кислота
3	Умерено опасные	1,1-10	Метиловый спирт

4	Малоопасные	>10	Аммиак, ацетон
---	-------------	-----	----------------

5.2.3. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Безопасность при эксплуатации механизированного фонда скважин на месторождении X напрямую зависит от соблюдения требований, указанных в документе: «Инструкция по безопасной эксплуатации скважин, оборудованных установками бесштанговых насосов ООО «Газпромнефть-Восток»» [16].

1) Требования при подготовительных работах.

- Все работы, связанные с разгерметизацией устья скважины, должны производиться только после снижения давления в ней до атмосферного.
- В ходе погрузочно - разгрузочных работ с оборудованием запрещается стоять в радиусе действия стрелы подъемного устройства, а также против кабельного барабана.
- Запрещается подвешивать направляющий ролик на пеньковой веревке или канатной петле.
- К ноге спуско - подъемного сооружения должен быть прикреплен металлический крючок для отвода и удержания кабеля при свинчивании и развинчивании НКТ.
- При работе на кусте скважин, оборудованных УЭЦН, кабели, попадающие в зону перемещения и монтажа оборудования для подземного ремонта скважин, должны быть обесточены.

2) Требования к выполнению технологических операций.

- При монтаже и демонтаже погружного агрегата лебедку подъемника следует включать и выключать только по сигналу оператора подземного ремонта скважин.

- Перед соединением кабеля с двигателем необходимо убедиться в том, что другой конец кабеля не соединен со станцией управления.
- При работе с краном-манипулятором спуско - подъемные операции при малом весе НКТ в скважине (примерно 200 - 250 м) следует проводить с применением подкладных вилок.
- Кабель от устья скважины до станции управления должен быть проведен по специальным опорам высотой не менее 0,5 м от земли и расстоянием между ними не более 3 м.
- На трассе кабеля должен быть установлен предупреждающий знак "Осторожно! Электрическое напряжение".

По окончании смены, необходимо доложить о выполненной работе непосредственному руководителю. Сдать смену сменщику с росписью в вахтовом журнале. Снять СИЗ и уложить их в места хранения. Вымыть руки с мылом или принять душ (не допускается мыть руки жидкостями, предназначенными для выполнения технологических процессов)

Работники, нарушившие требования настоящей Инструкции, несут ответственность в установленном законом порядке [16].

5.3. Экологическая безопасность

При эксплуатации механизированного фонда скважин на месторождении происходит воздействие на атмосферу, гидросферу и литосферу. По ориентировочным оценкам, большая часть углеводородного загрязнения приходится на атмосферу – 75%, 20% фиксируется в поверхностных и подземных водах и 5% накапливается в почвах.

В связи с этим, возникает необходимость проведения комплекса мероприятий, направленных на защиту атмосферы, гидросферы и литосферы от такого рода воздействия [17].

Защита атмосферы

Механизированная добыча углеводородного сырья сопряжена с такими факторами как распыление и розлив нефти и нефтепродуктов, а также вторичные реакции и работа двигателей агрегатов. В результате чего происходит выделениями углекислого газа, сероводорода, метана и других загрязняющих веществ в атмосферу. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов.

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений и ЗРА аппаратуры, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

Чтобы предупредить описываемые загрязнения атмосферы, предусматриваются следующие мероприятия:

- испытание оборудования на прочность и герметичность после монтажа;
- обеспечение высокой степени автоматизации проектируемых объектов;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- использование антикоррозийных обработок;
- использование предохранительных клапанов при потенциальном превышении рабочего давления над расчётным;
- использование аварийных емкостей для осуществления сброса нефти и газа с предохранительных клапанов;
- утилизация попутного газа;

Защита гидросферы

При механизированной эксплуатации скважин оказывается определённое воздействие на поверхностные и подземные воды, в частности,

изъятие природных вод для использования на собственные нужды, загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

Для того, чтобы обезопасить объекты гидросферы от такого рода воздействий, возникающих как результат механизированной эксплуатации скважин, разработаны следующие мероприятия:

- непрерывное наблюдение и контроль за составами поверхностных и подземных вод посредством сети контрольных пунктов;
- обеспечение полной герметизации оборудования и трубопроводов;
- полная утилизация промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласт;
- при закачке воды в продуктивные пласты, её предварительная обработка антисептиками, предотвращающими образование сульфатовосстанавливающих бактерий, приводящих к образованию сероводорода в нефти и в воде.

Защита литосферы

Механизированная добыча углеводородного сырья зачастую может привести к определённым нарушениям целостности и загрязнению почвенного и растительного покрова.

Для минимизации такого рода воздействия на объекты литосферы, необходимо предусмотреть следующие мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов:

- контроль за состоянием земель и почв, контроль состояния поверхностных условий ландшафта на всех этапах производственной деятельности;
- сокращение объемов земляных работ по срезке и выравниванию рельефа;

- разработка мероприятий по сохранению плодородия почв, исключению развития эрозионных, склоновых и других негативных процессов изменения природных процессов;
- совершенствование методов ликвидации замазученных участков;
- выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры);
- обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю;
- установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов.

В ходе механизированной добычи нефти особое внимание необходимо уделять соблюдению норм и правил по утилизации отходов. Также следует иметь в виду, что совместная утилизация отходов химических реагентов, при смешивании которых образуются осадки, гели, газы является недопустимой, в связи с тем, что в таком случае повышается вероятность резкого ухудшения качества почвы.

5.4. Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях

В процессе эксплуатации механизированного фонда скважин на месторождении существует вероятность возникновения следующих чрезвычайных ситуаций техногенного характера: открытое газонефтеводопроявление (фонтан), разгерметизация трубопроводов, пожары, взрывы, разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ), отключение электроэнергии.

Для всех объектов нефтяного промысла необходим разработанный и утверждённый план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны открытое фонтанирование нефти из скважин, а также

порывы нефтесборной сети и сети ППД, в результате чего несколько десятков тонн нефти может быть выброшено на поверхность почвы. В этом случае возможно ее попадание в открытые водоемы и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии, при возникновении которой необходимо принятие моментальных мер по её локализации.

Действовать нужно в строгом соответствии со следующими правилами:

- сообщить непосредственному руководителю об аварии;
- перекрыть в блоке гребенки соответствующую отсекающую арматуру на поврежденный трубопровод;
- закрыть задвижку (буферную, центральную) на самой скважине;
- дождаться бригаду линейно–эксплуатационной службы.

После того как удалось достичь локализации аварии, производятся меры по ликвидации последствий загрязнения природной среды, в частности, по сбору нефти и других загрязняющих веществ с поверхности почвы и водоёмов.

Помимо указанного выше плана ликвидации аварий, возможных при механизированной эксплуатации скважин на месторождении, должен быть разработан и принят к исполнению комплекс превентивных мероприятий для предупреждения описываемых аварийных ситуаций. К такого рода мероприятиям относятся: обязательная установка противовыбросового устьевого оборудования (превентора); непрерывный анализ коррозионного состояния трубопровода; применение наружного и внутреннего антикоррозийного покрытия трубопроводов; оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек; создание специально обученного подразделения по ликвидации аварий и их последствий;

проведение планово–предупредительного ремонта эксплуатируемого оборудования.

Если несмотря на внедрение всех описываемых выше превентивных мер, избежать аварийной ситуации всё же не удалось, и при этом ситуация сопровождается наличием пострадавших лиц, необходимо немедленно освободить данных лиц от воздействия травмирующего фактора, оказав им первую доврачебную помощь.

5.5. Выводы по разделу

В данном разделе рассмотрены требования промышленной безопасности при механизированной эксплуатации скважинного оборудования, проанализированы основные опасные и вредные факторы, сопряжённые с данным видом работ. Установлены основные механизмы негативного воздействия на экологическое состояние на объекте производства, а также рассмотрены мероприятия, способствующие снижению влияния описываемой деятельности на окружающую среду. Описаны меры по снижению влияния опасных и вредных факторов, мероприятия, направленные на ликвидацию чрезвычайных случаев, а также превентивные меры для их предупреждения. Проведён анализ документа «Инструкция по безопасной эксплуатации скважин, оборудованных установками бесштанговых насосов ООО «Газпромнефть-Восток», на основании которого ведётся работа механизированного фонда скважин на месторождении X Томской области.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время главная роль в добычи нефти на месторождении X принадлежит фонду скважин, оборудованному УЭЦН. Электроцентробежные насосы широко применяются для эксплуатации высокодебитных и малодебитных скважин с различной высотой подъема жидкости.

Таким образом, контроль эффективности и повышение надежности установок электроцентробежных насосов является залогом стабильности добычи нефти на нефтяном месторождении X.

В данной аттестационной работе проведен анализ структуры фонда скважин месторождения. В результате были сформулированы выводы по повышению надежности работы УЭЦН. Анализ причин отказов установок электроцентробежных насосов показал, что наибольшее число отказов происходит по причине коррозии – 41%, это вызвано коррозионной активностью продукции скважин, отказов кабельных линий и ПЭД. Также значительное негативное влияние на работу установок оказывает механические примеси и отложение солей. Анализ таких показателей эффективности работы УЭЦН как наработка на отказ и межремонтный период показал плавающую динамику данных показателей за период 2017-2019 гг.

Повышение значений МРП и ННО УЭЦН на месторождении будет зависеть от реализации, в настоящее время на промысле, комплекса мероприятий по борьбе с осложняющими факторами, внедрение износостойкого оборудования. Применением в работе перспективных методов борьбы с осложняющими факторами. В целом, применение механизированной добычи для условий месторождения X является оптимальным способом подъема жидкости в скважинах. Дальнейшая стабилизация работы электроцентробежных насосов на месторождении возможна при расширении комплекса работ по исследованию скважин,

корректному подбору ЭЦН в соответствии с продуктивностью скважин и уточненными физико-химическими свойствами флюидов, расширении использования износостойкого оборудования, а также в результате выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Немцев М. Н. Анализ эффективности применения антитурбулентных присадок на основе полиакриламида / М. Н. Немцев ; науч. рук. С. В. Фадеева // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2019. — Т. 2. — [С. 147-149].
2. Немцев М. Н. Программные комплексы 3D моделирования - незаменимый инструмент для решения задач в области геологии / А. А. Артемьев, Ю. А. Борисевич, М. Н. Немцев; науч. рук. О. П. Кочеткова // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине : сборник научных трудов IV Международной научной конференции, 5-8 декабря 2017 г., Томск : в 2 ч. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Ч. 1. — [С. 158-161].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологический проект разработки месторождения X, отчет: ООО «Газпромнефть НТЦ», 2018 г.
2. Анализ разработки месторождения X, отчет ООО «Газпромнефть НТЦ», 2018
3. Вагапов С.Ю. Скважинные насосные установки для добычи нефти – Уфа: издательство УГНТУ, 2003 - 167 с.
4. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. -М.: Недра, 1990. -427 с.
5. Сафиуллин Р.Р., Матвеев Ю.Г., Бурцев Е.А. Анализ работы установок электроцентробежных насосов и технические методы повышения их надежности –Уфа: Издательство УГНТУ, 2002 - 90 с.
6. Ивановский В.Н., Дарищев В.И. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. - 824 с.
7. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: ООО Издательство научно-технической литературы «Монотомь», 2003. - 302с.
8. Комаров В.С. «Прогнозирование наработки на отказ глубиннонасосного оборудования», Нефтяное хозяйство № 9, 2002 г.
9. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. «Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования». М.: Недра, 1989 г.
10. Красиков А.И. / «Материалы и технологии для осложненных условий эксплуатации». / Периодическое издание «Инженерная практика» No5, 2011.
11. Нефтепромысловое оборудование: Справочник / Под ред. Е. И. Бухалепко. - М.: Недра, 1990. - 560 с.
12. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
13. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

14. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
15. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
16. Инструкция по безопасной эксплуатации скважин, оборудованных установками бесштанговых насосов ООО «Газпромнефть-Восток».
17. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2014. – 284 с.
18. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М.: Закрытое акционерное общество «Научнотехнический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
19. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
20. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». — М.: Закрытое акционерное общество «Научнотехнический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2014. – 25 с.
21. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

Приложение (справочное)

Раздел 3

Features and operating efficiency of the mechanized wells of oil field X

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Немцев Марк Николаевич		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

3.1 Artificial lift

Mechanized oil and gas extraction (Artificial lift) is usually associated with the late stages of the development of oil and gas fields, which are characterized by lower formation pressures and increased production of brine. If the energy potential of the reservoir is not sufficient for oil and gas production, stimulation methods can be applied. To maintain reservoir pressure or well productivity with secondary recovery methods, gas or water is injected into the reservoir. Nevertheless, when the drive mechanism in the reservoir does not allow maintaining an acceptable production rate, and in some cases does not provide an inflow of formation fluids into the well, artificial lift is required. Liquid lifting to the surface occurs due to energy at the bottom of the well or a decrease in the density of the liquid in the well; as a result, the hydrostatic pressure on the reservoir is reduced, so that the available reservoir energy provides inflow to the well and cost-efficient hydrocarbon production. An artificial lift also contributes to an increase in final recovery due to a decrease in the abandonment bottom hole pressure. At this pressure well operation becomes uneconomical and a well has to be abandoned. Sucker rod pumps, gas lift, and electrical submersible pumps are the most common systems for artificial lift, although hydraulic piston pumps and screw pumps are also used. Each of these systems is best suitable for specific requirements for fluid lifting into the well, although there are overlapping zones for such systems depending on the conditions in the well, such as formation fluids, required flow rates, the angle of deviation of the well from the vertical axis, and the depth of the well, a method of well completion, downhole and surface equipment used for production [5].

During the selection and design phase of artificial lift, engineers must consider reservoir and well parameters, although field development strategy must be also taken into account. The selection of artificial lift methods is a specific and time-consuming task, although the available instructions give an idea of the applicability of each of these methods.

To determine artificial lift methods that should be applied to oil field X, the physicochemical properties of reservoir fluids were used.

As a result of the calculations, an electrical submersible pump (ESP) is proposed as the most reasonable artificial lift technique to obtain the planned flow rates. This method is currently used in all production wells of the field.

Since the field is characterized by a high gas oil ratio, the ESP system must be equipped with gas separators. This ensures stable operation of the ESP with the free gas content in the gas-liquid mixture at the pump intake up to 60-80%, depending on the size of the pump.

Modern ESP equipped with telemetry systems allow you to control such parameters as temperature, pressure, vibration. The use of variable speed drive and modern pump control equipment allows adjusting the parameters of the pump over a wide range.

For wells equipped with ESP, it is also recommended to use Christmas tree AFK 1E-65-140 and tubing with a diameter of 60 and 73 mm [6].

As of 01.01.2018, 46 production wells are operating at oil field X. All wells are equipped with electrical submersible pumps of domestic and foreign production.

Table 3.1 – Well operating parameters at oil field X as of 01/01/2018

Parameters	ESP nominal rate, m ³ /day			
	45	60	80	125
Quantity	1	6	27	11
H, m	2261	2536	2732	2665
BHP, MPa	10.5	5.4	4.9	4.9
Average Q _{liquid} , m ³ /day	39	32	27	20
Total Q _{liquid} , M ³ /day	39	189	726	215

The main production is carried out by ESP with nominal flow rates of 60-80 m³ / day. All the wells are in operation, which indicates a high efficiency of operation.

For oil field X, the crucial task is maintaining artificial lift efficiency. One of the reasons that do not always allow to solve this issue is well operation problems.

3.2 Well operation problems

Well operation at oil field X can be associated with the following problems:

- mechanical impurities;
- salting;
- the harmful effect of gas on the operation of the pump;
- corrosion of downhole equipment;
- the decrease in well productivity.

During well operation, the negative impact of listed problems should be minimized.

Mechanical impurities

Mechanical impurities consist of proppant, proppant. An increase in the content of mechanical impurities in produced liquid after hydraulic fracturing is due to an increase in depression and poor cementation of the production string in the zone of productive formations, which leads to significant wear of the operating parts of the ESP and pump shaft seizure.

The main methods for preventing well operation problems:

- filters at pump intake;
- ESP equipped with an input module filter;
- well completion after hydraulic fracturing with coiled tubing complex;
- installation of a gas injection unit.

The removal of natural mechanical impurities is due to the destruction of rock formation. The particle size is from 1 μm or more. The removal is long in time, spikes are observed when the ESP starts after the substitution. Basic prevention methods:

- cleaning the liquid at the pump intake using well filters;
- ESP equipped with an input module filter;
- use of wear-resistant ESP.

To prevent the entering of debris into the production casing, the installation of a special filter is required. The filter is designed to prevent the entering of sand, proppant, and parent rock with a particle size of more than 0.2-0.3 mm from the bottom hole zone of the formation into the production string, installed in the interval of perforation of the well and packaged on the walls of the production string. The filter is equipped with foamed metal filtering partitions with a varying pore size (0.5-2.5 mm) in the direction of the formation fluid movement. The diameter and length of the filter are selected based on the diameter of the production casing and the nominal rate of the ESP. The disadvantage of such filters is a gradual decrease in the permeability of the filter element, which requires periodic substitution.

However, the operation of ESP with filters is associated with a pressure drop at the intake, and small solid particles still enter the pump and remain inside, which ultimately leads to wear and even complete clogging of the pump. Particles that do not pass through filtering settle at the bottom hole zone clogging it.

There are efficient technologies to avoid solid production from the reservoir by fixing the rock in the bottom hole zone. Such technologies are designed for strengthening loose reservoir rocks by partial filling of the rock void space. The polymer composition includes a hardener, a blowing agent and a water-soluble modified urea resin. Hardener and blowing agent are mixtures of salts of inorganic acids [7].

Table 3.2 Measures to reduce failure due to mechanical impurities in field X

	Measure	Units	Plan
	Pipe patterning	-	Regular
	Cleaning of BH zone with hydraulic bailer	-	When needed
	Adjustment of ESP rotational speed by variable drive	-	Regular
	Installation of back pressure valves	-	Regular
	Installation of slug catchers	-	When needed
	Washover	-	When needed
	Seal section of ESP		60

Scale formation

The oil production process is associated with the deposition of solid sediments of inorganic substances that accumulate in the bottom-hole zone of the reservoir, on the walls of the production casing and lift column, in pumping equipment and surface oil gathering and processing facilities. The main source of salt deposition is brine produced in conjunction with oil. A salt deposition is common for wells and surface equipment operating in conditions of high water cut in produced fluid. The precipitation of a chemical substance from a solution occurs if the concentration of this substance or ion in the solution exceeds the equilibrium. Precipitation may occur:

- in case of mixing 2 incompatible brines;
- if the concentration of salt is over its solubility in water due to variations in thermobaric conditions in the well or pump;
- by evaporation of water.

Mixing of incompatible brines, which leads to salt precipitation, occurs when the well is open after well kill operation, when various methods of waterflooding are implemented when two brines from different layers incompatible with each other are mixed at the bottom of the well, etc.

When a well is open again after well kill operation, the associated produced water coming from the formation and containing sodium bicarbonate type is mixed with the kill fluid based on calcium chloride. In this case an aqueous solution over saturated with calcium carbonate may form due to an increase in the content of calcium ions in the mixture and a decrease in the content of CO₂ dissolved in the formation water. That leads to the precipitation of calcium carbonate in the wells and pumping equipment. Calcium carbonate forms also in the case of killing wells with a solution of sodium chloride. In this case, carbonate precipitation is caused by the decrease in the content of dissolved CO₂ in the case of mixing formation water that is saturated or close to saturation and a kill fluid. Due to the different permeability of the layers of the oil reservoir in the wellbore, mixing of different kinds of produced water with different content of salt-forming ions and dissolved CO₂ occurs, which often leads to the formation of aqueous solutions saturated with calcium carbonate and the precipitation of carbonate in the wellbore. This factor can be crucial for salt deposition during the breakthrough of injected water into the bottom hole zone of the well.

Reservoir fluid extraction is associated with a decrease in temperature and pressure. Due to the decrease in pressure, reservoir equilibrium in terms of water composition changes. A new ratio of dissolved carbon dioxide between the water and oil phases is established. A decrease in the content of carbon dioxide in water leads to an increase in the pH of the solution and, as a consequence, to the precipitation of calcium carbonate from solutions saturated with salt-forming ions.

The process becomes more intensive when the pressure drops below the saturation pressure of the oil. Gaseous components are liberated from the oil,

which leads to a decrease in the carbon dioxide content in the oil and in the aqueous phase and, as a result, to the additional precipitation of calcium carbonate. As a result, salts are deposited in the production casing, on the surface of pumping equipment and impellers of ESP.

A significant factor affecting the salt deposition in wells with low water cut is partial evaporation of water during the degassing of reservoir fluids. When water evaporates, a general decrease in the solubility of salts occurs. Salts that are soluble under ordinary conditions such as alkali and alkaline earth metal chlorides, can precipitate. Intensive precipitation of calcium carbonate on the impellers of the ESP is due to an increase in the temperature of the produced stream caused by the heat transfer from the working submersible electric motor. With the increase in temperature, the solubility of calcium carbonate decreases, which intensifies the salt precipitation on ESP impellers.

The most common are chemical methods of preventing scale formation, based on the use of chemical inhibitors. They can ensure high-quality and long-term protection of equipment from scale formation along the entire path of the oil-water mixture. It is possible to inject the inhibitor through an injection system or install downhole or wellhead dosing units with containers [7].

However, there is a problem of the corrosion effect of the inhibitor on the downhole equipment and casing, chemical interaction with oil and emulsion. In addition, in Western Siberia, the used scale inhibitors should be stable both in low-temperature (do not freeze at temperatures up to $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$) and high-temperature conditions (since the temperature at the reception of the ESP can reach $120\text{ }^{\circ}\text{C}$). Scale inhibitors should also be mobile enough at low temperatures.

Currently, there is a wide range of scale inhibitors that satisfy the requirements mentioned above. The experience of using these inhibitors in the fields of Western Siberia shows their efficiency even at low concentrations - from 10-20 g per tone of associated water.

The main technology to prevent scale formation is the injection of the

inhibitor to the pump intake through the annular space using the wellhead dosing unit. As calcite is formed in the formation area between bottomhole zone and pump, the technological efficiency of the scale inhibitor injection through the annulus of the well is significantly reduced.

Calcite deposition in the near-well zone also takes place in wells after hydraulic fracturing. The scale formation in the hydraulic fracture with a permeability of several Darcy, however, reduces the permeability of the fracture, increases the skin and, consequently, reduces the productivity of the well. This is an expressed decrease in production at the constant reservoir and bottom hole pressure.

Note that scale inhibitor injection into production wells, in addition, allows you to protect water from salt precipitation from the bottom hole zone to the wellhead.

The inhibitors used are multicomponent mixtures. The main active components of scale inhibitors are divided into three main groups according to the mechanism of action on scale-forming components: chelate inhibitors, threshold, and crystal-destroying inhibitors.

Threshold inhibitors used in minimal concentration prevent the formation and growth of salt crystals. Phosphonate complexones belong to this class of compounds. The main advantage of this inhibitor is its high efficiency in quantities much smaller than stoichiometric ones. The disadvantages include high corrosiveness. Reducing corrosiveness is achieved by using neutralized forms of complexones with mono-, di-, trialkylamines. Neutralized phosphorus-containing complexones are part of most modern domestic and foreign compositions used to protect oilfield equipment from scale formation.

Crystal-destroying inhibitors do not prevent from the crystallization of the salts, but modify the shape of the crystals. This type of inhibitor includes low molecular weight polymers: hydrolyzed polyacrylamide (PAA, oxidized lignin). Currently, inhibitors of this type, as single-component reactants, are practically not

used due to the relatively low protective effect (about 60%), however, they are part of inhibitor compositions used, for example, in injection technology [7].

Currently used method of combating scaling is the dosing of the reagent into the annulus. The efficiency of the measures is confirmed by the absence of repeated failures.

Table 3.3 provides a list of the main ongoing measures to prevent well operation problems and indicates the conditions of use.

Table 3.3 Measures for prevention of well operation problems at oil field X caused by scale forming

№	Measure	Units	Plan
1	Sampling of solid deposits on ESP during its reinstallation	-	Regular
2	Sampling of solid deposits on ESP during its reconstruction	-	Regular
3	Installation of surface dosing units	quantity	5
4	Injection of scale inhibitor into the annulus performed once per month	-	Regular
5	Installation of ESP equipped with downhole dosing units	quantity.	4
6	Pump control equipment operated at a special mode	-	When needed
7	Well operated at special mode (periodical and short opening) in case of 20 % rate decrease compared with nominal rate	-	When needed
8	Acid treatment	-	When needed

The use of reactants requires an individual selection of wells and technology, taking into account application experience, and manufacturer's recommendations. Used filters, gas separators and seal sections should be as compatible as possible with ESP of different manufacturers.

The harmful effects of gas

The increased content of free gas at the pump intake leads to a decrease in pump volumetric efficiency, loss of stability, increased wear due to cavitation and overheating of the ESP engines, as well as to pump starvation.

To avoid this phenomenon, gas separators should be used. For ESP, gas separators allowing the pump to operate with a free gas content up to 60% are recommended.

In case of intensive operation of wells with bottom hole pressure below saturation pressure, special attention should be paid to assessing conditions at the pump intake, since small changes in pressure can lead to a significant change in the true content of free gas in the oil. Selection and optimization of operating modes of pumping equipment should be carried out on the basis of well-known correlations for multiphase flows using modern software systems such as WellFlo (Edinburgh Petroleum Services), SubPump (IHS Energy-Schlumberger) for ESP, as well as AutoTechnologist programs (Russian State University named after Gubkin), or PumpPro (LLC "Neftespetsstehnika", Tyumen).

One of the methods to increase the stability of pumping equipment in conditions of high gas content is the installation of the pumps at a more significant depth. The best effect is achieved when the pump is installed below the perforation interval. In this case, the natural gas separation coefficient increases due to the deviation of flow lines from the horizontal direction in the field of gravity. To ensure the necessary cooling of the submersible motor, it is necessary to apply an additional covering to the engine, which ensures the movement of the fluid flow between the body of the motor and this covering. The use of ESP with additional covering allows not to follow the requirement for the use of production casing with a diameter of more than 168 mm.

An alternative way of ESP installation below the perforation interval is the use of the recirculation mechanism. In this case, a small (10-15%) part of the pumped liquid is discharged through a special pipe from the pump down to the electric motor ensuring its necessary cooling. The recirculation scheme can be used with a majority of standard equipment and does not require large changes during tripping operations compared with the operation of the ESP according to the usual scheme [10].

Current measures to reduce failures caused by high free gas content are given in table 3.4.

Table 3.4 Measures to prevent well operation problems caused by high free gas content at oil field X.

№	Measure	Units	Plan
1	Installation of ESP equipped with a gas disperser	quantity	4
2	Pump control equipment operated at a special mode (Electric charge maintenance)	-	When needed
3	Pump control equipment operated at a special mode (Maintenance of pressure at pump intake)	-	When needed

Corrosion prevention

Produced gas contains an aggressive agent - carbon dioxide. Therefore, produced fluids have corrosiveness and can cause corrosion of downhole and surface equipment. The main type of corrosion damage to downhole equipment is local corrosion of the inner surface of the tubing. For oil field X, it is recommended to use downhole and surface equipment made of materials with an appropriate anti-corrosion properties and to inject corrosion inhibitors. The main requirement for a corrosion inhibitor is to achieve appropriate degree of corrosion protection.

The following corrosion inhibitors may be recommended for testing:

- the solution of a mixture of nitrogen-containing compounds in an organic solvent (developed by the Russian Research Institute of Corrosion, Moscow);
- cation active surfactant and mixtures of organic solvents - protection of oil gathering and disposal systems for wastewater containing H₂S and CO₂, prevention from the growth of sulfate-reducing bacteria.

Reactants for the protection of the internal surface of metals from corrosion

are selected according to the results of laboratory and field studies of specific corrosive environments and field tests of various brands of corrosion inhibitors in these environments, as a rule, during the initial period of field operation.

The crucial criterion for corrosion inhibitor selection is its efficiency and cost performance.

Corrosion inhibitors injection to the wells is carried out in the following ways:

- periodic injection of the inhibitor solution into the bottom-hole zone of the reservoir;
- periodic supply of a solution of a corrosion inhibitor in the annular space between the casing and tubing;
- the constant injection of corrosion inhibitor into the annulus.

In addition to the visual inspection, the monitoring of the corrosion state of the equipment should be carried out by installing control samples and by the content of iron ions in the fluid produced from the well.

Measures to prevent well operation problems caused by corrosion are given in table 3.5.

Table 3.5. Measures to prevent well operation problems caused by corrosion used at oil field X

№	Measures	Units	Plan
1	Implementation of strimmers	-	Regular
2	Tubing with corrosion-resistant coating (zinc-based)	quantity	4
3	Tubing with corrosion-resistant coating of internal surface (polymer-based)	quantity	20
4	Installation of ESP with corrosion-resistant coating (monel) of all its sections	-	When needed
5	Installation of ESP with corrosion-resistant details	quantity	4
6	Installation of corrosion-resistant gas separators	quantity	4

		y	
7	Substitution of standard gas separators by corrosion-resistant intake section (in case of appropriate gas content in produced fluid)	quantity	0
8	Installation of ESP equipped with corrosion protectors	quantity	10
9	Installation of surface dosing units	-	When needed
10	Installation of dosing units for inhibitor injection into annulus	-	When needed

The decrease in well productivity

According to research and experience in operating oil wells, a decrease in permeability of the bottom hole zone after drilling operations performed with water-based mud is caused by penetration of the filtrate and the solid phase of the drilling mud into the void space and fractures. Clay filtrate causes swelling of the clay material contained in the rock. When the filtrate interacts with highly mineralized water, insoluble precipitate forms in the pores and fractures of the formation. At the interface between the mud and the oil, stable oil-water emulsions with high viscosity and thixotropic properties are formed, which deteriorate the movement of oil from the reservoir into the well. Besides, a decrease in bottom hole pressure or saturation pressure leads to the gas liberation from oil under reservoir conditions and the precipitation of solid particles of paraffins, resins and asphaltenes, their accumulation in the bottom-hole zone, which also reduces the well productivity index.

As a result of the action of these factors during operation, permeability is twice decreased compared to the original. To recover the permeability and hydrodynamic connection of the formation with the well, various methods of well stimulation are used. Nowadays, hydraulic fracturing is considered to be the most efficient method for increase in well productivity, although it is expensive and requires the use of sophisticated equipment. In case of hydraulic fracturing

implementation, the resulting cracks pass through the part of the bottom hole formation zone affected by mud and increase the filtration area for the liquid. In addition to hydraulic fracturing, hydrochloric acid treatments, surfactant flushing, thermodynamic methods, etc. are widely used. Currently, shock-wave and depression methods are widely used for cleaning the bottom-hole formation zone, because they require minimal material and financial expenses [10].

3.3 ESP failure analysis

Causes determining of ESP failure at the well

Equipment failure is determined as any malfunction resulting in the replacement (or repair) of downhole equipment or its part with a properly operating equipment or its part.

ESPs that fail to fulfill the warranty period of 180 days (for domestic equipment) or 365 days (for imported equipment) are subject to investigation and determination of the causes of failures. The following classification of well repairs is implemented:

- Prolonged repair - ESP did not start working after installation;
- Repeated repair - ESP operated less than 2 days without failure after the first start;
- Premature repair - ESP operated less than 30 days without failure;
- Premature repair - ESP operated less than 180 (365) days without failure;

The lifting of the ESP equipment and investigation of the reasons for its failure is always carried out in case of failure after less than 180 (365) days apart from the case of well stimulation [9].

Failures are classified according to:

- Duration of the ESP operation in the well:
 - Prolonged failures (include failures in which the ESP failure occurred exactly after installation);

- Failures during ramp up period;
- Premature failures (ESP has worked less than 180 (365) days since the start of operation);
- Cause of failure:
 - The resistance of isolation is less than 0,2 kOhm;
 - Failure due to pump seizure;
 - No flow - stop due to lack of fluid at the wellhead;
 - Reduced productivity - a stop due to a decrease in the flow rate of the liquid below the allowable limits at which the operation of this equipment in the long-term mode is impossible (rate is an outside operating range) or uneconomical (inefficient use of this equipment);
 - No supply of electricity to a pump;
 - Well stimulation - stops not related to the failure of ESP units;
 - ACCIDENTS.

Causes of ESP failure at oil field X

The analysis of the reasons for the failure of the ESP at oil field X for 2017-2019 showed that the main part of the failures is due to corrosion, which is caused by the corrosiveness of the well products. Corrosion at oil field X proceeds according to the carbon dioxide mechanism, due to intensive fluid production and low reservoir pressures, which causes early gas liberation in near wellbore zone and pipe. This is one of the key factors causing corrosion. High water cut in a produced fluid can also have a corrosive effect. The main type of corrosion damage of downhole equipment is local corrosion of the inner surface of the tubing. Corrosion wear of tubing and tubing hangers was recorded at 31%, corrosion of ESP sections - 10%.

As of October 1, 2019, 56 wells of the corrosion fund are protected from corrosion. 100% of problem wells are protected.

Protection type:

- Tubing with internal protective coating;
- Corrosion protectors;
- Dosing of corrosion inhibitors through dosing unit;
- Test of an inhibitor of the complex action of AZOL.

Recommendations for the increase in artificial lift efficiency at oil field X

Generally, artificial lift is considered to be the most efficient way of oil production for the conditions of oil field X. Further stabilization of ESP operation at the field is possible in case of:

- Wider use of well testing;
- Correct selection of ESP following the productivity of the wells and the specified physicochemical properties of the fluids;
- Wider use of wear-resistant equipment that can operate in intensive operating conditions;
- The implementation of measures planned to prevent well operation problems.